

BalanceE

Synergien, Wechselwirkungen und Konkurrenzen beim Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Energien im Stromsektor durch erneuerbare Optionen

Gemeinsamer Endbericht zu FKZ:

0325705A – Teilprojekt des UFZ

0325705B – Teilprojekt des DBFZ

0325705C – Teilprojekt des Fraunhofer UMSICHT



Autoren:

Millinger, Markus; Tafarte, Philip (UFZ)

Dotzauer, Martin; Oehmichen, Katja (DBFZ)

Kanngießner, Annedore; Meyer, Benedikt; Grevé, Anna; Hagemeyer, Anne (Fraunhofer UMSICHT)

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis	3
i Aufgabenstellung	4
ii Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde	5
iii Planung und Ablauf des Vorhabens	5
iv Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde	6
v Zusammenarbeit mit anderen Stellen	7
1. Zusammenfassung	8
2. Einleitung.....	10
3. Szenarien des Stromsystems (UFZ) – AP 1.....	13
4. Biomasse (DBFZ) – AP2	26
5. Speicheroptionen und -portfolien (UMSICHT) – AP 3	35
6. Treibhausgasbilanzen (DBFZ)	40
7. Einsatzoptimierung Flexibilitätstechnologien (UMSICHT) – AP4.2.....	49
8. Handlungsempfehlungen	73
A. Die wichtigsten Positionen des zahlenmäßigen Nachweises	76
B. Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit	76
C. Voraussichtlicher Nutzen, insb. Verwertbarkeit des Ergebnisses	76
D. Fortschritte bei anderen Stellen.....	77
E. Veröffentlichungen des Ergebnisses	80
F. Literaturverzeichnis	82
G. Anlagen.....	86

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

50Hz	50Hertz Transmission GmbH (Übertragungsnetzbetreiber)
AHP	Analytic Hierarchy Process (Entscheidungshilfe ähnlich der Nutzwertanalyse)
BHKW	Blockheizkraftwerk
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
EEG	Erneuerbares Energien Gesetz
EF	Emissionsfaktor
GOMES	Generic Optimization Model for Energy Storage
GuD	Gas-und-Dampf-Kraftwerk
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCA	Life-Cycle-Assessment
NEP	Netzentwicklungsplan
PV	Photovoltaik
RZ	Regelzone
THG	Treibhausgasemissionen
TNBW	TransnetBW GmbH (Übertragungsnetzbetreiber)
VAREO	VARIABLE Renewable Energy Optimization

Teil I

i Aufgabenstellung

Im Rahmen dieses Forschungsvorhabens sind flexible Bioenergieerzeugung (Verstromung von Biomasse) sowie verschiedene Stromspeichertechnologien einer integrativen Analyse und Bewertung unterzogen worden. Kernziel des Vorhabens war dabei die Beantwortung der Fragestellung, welche Rolle bedarfsgerechte Bioenergieerzeugung und Speichertechnologien bei der Systemintegration fluktuierender erneuerbarer Energien spielen können und müssen. Die folgenden Fragen fokussieren die Zielsetzungen des Projektes.

- Welche Rolle können Bioenergie und Stromspeichertechnologie bei der Systemintegration fluktuierender erneuerbarer Energien spielen?
- Wie entwickeln sich die technischen Möglichkeiten im Zeitverlauf und unter unterschiedlichen regionalen Gegebenheiten? Wann und wo ergeben sich Synergien, wo sind Konkurrenzen zu erwarten?
- Wie passen die technologischen Entwicklungen in den Fahrplan der Energiewende?
- Welche Rahmenbedingungen und Politikinstrumente müssen zusammenspielen, um eine effiziente Implementation der relevanten Technologien zu unterstützen?

Die Analyse wurde am Beispiel von zwei Untersuchungsgebieten mit jeweils unterschiedlichem Potenzial und differenzierter temporaler Einspeisecharakteristik dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien durchgeführt. Konkret wurde eine Region mit hohem Anteil an Erzeugung aus PV-Anlagen („sonnengeprägte Region“) und eine Region mit hohem Anteil an Erzeugung aus Windkraftanlagen („windgeprägte Region“) betrachtet. Für die Analyse wurden die Zielsetzungen zum Beitrag der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung der Bundesregierung für die Jahre 2030, 2040 und 2050 zu Grunde gelegt.

Das vorliegende Forschungsvorhaben setzt, im Gegensatz zu vielfältigen fach- oder technologiespezifischen Forschungsvorhaben, auf einen stärker integrierten Ansatz. Da gerade nicht davon auszugehen ist, dass der Einsatz einer einzelnen Technologie zielführend ist, bündelt der verfolgte Ansatz Kompetenzen im Bereich der regelbaren Erzeugung durch Biomasse und des Einsatzes verschiedener Speichertechnologien. Dabei wurden anhand konkreter Ausbauziele, mittels temporär hochaufgelöster Daten zu Last und Einspeisung, mögliche Synergien und Wechselwirkungen zwischen den technologischen Optionen untersucht. Auf dieser Basis wurde der Frage nachgegangen, welche Technologiekombinationen – mit jeweils individuellen Charakteristika – den zukünftigen Anforderungen an verschiedenen Standorten gerecht werden und eine robuste und zuverlässige Lösung für unser Energiesystem bieten.

Die sonnengeprägte Region wurde in Anlehnung an die regionalen Gegebenheiten von der TransnetBW-Regelzone modelliert, die windgeprägte Region an die regionalen Gegebenheiten von der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH. Darüber hinaus wurden neben technologischer Verfügbarkeit sowie Investitions- und Betriebskosten auch optimale Konfigurationen und Fahrweisen für verschiedene Kombinationen von regelbarer Stromerzeugung und -speicherung ermittelt. Darauf aufbauend wurden szenarienbasiert Handlungsempfehlungen gegeben, welche Technologiekombinationen zur Systemintegration fluktuierender erneuerbarer Erzeuger am aussichtsreichsten sind.

ii Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Die Bearbeitung des Vorhabens erfolgte in einem Konsortium von drei wissenschaftlichen Einrichtungen, die ergänzende Expertisen zu den im Projekt behandelten Themen aufweisen. Die Bearbeitung des Forschungsvorhabens lief zwischen 01.10.2014–31.03.2017, mit einem Budget von insgesamt 350.792 € (UFZ: 134.134 €, Fraunhofer UMSICHT: 146.536 € und DBFZ: 70.122 €). Die Projektkoordination lag beim Helmholtz – Zentrum für Umweltforschung GmbH – UFZ. Die Arbeitspakete und die zeitliche Aufteilung der Arbeit können dem Balkendiagramm in Tabelle 0-1 entnommen werden.

Tabelle 0-1: Arbeitsplanung im Projekt BalanceE

Arbeitspakete Projekt BalanceE		2015				2016				2017
		1. QT	2.QT	3. QT	4. QT	1. QT	2.QT	3. QT	4. QT	1. QT
1	Szenarien des Stromsystems (UFZ)									
2	Bioenergie (DBFZ)									
3	Speicher (UMSICHT)									
4.	Szenarien, Optimierung, Empfehlungen									
4.1	Entwicklungsszenarien (alle)									
4.2	Optimierung (UMSICHT)									
4.3	Handlungsempfehlungen (alle)									

iii Planung und Ablauf des Vorhabens

Die Arbeiten im Rahmen des Forschungsvorhabens waren in Arbeitspakete (AP) untergliedert, die in Abbildung 0-1 dargestellt sind. In AP 1 wurden auf Basis von Literaturrecherchen und mit Hilfe numerischer Simulation die erforderlichen Rahmendaten des Stromsystems auf Basis von Last- und Nachfragezeitreihen für die Untersuchungsgebiete und Zeitpunkte ermittelt. AP 2 und 3 lieferten basierend auf den jeweils hausinternen Expertisen relevante techno-ökonomisch-ökologische Kennzahlen der untersuchten Technologien. In AP 4 wurden Entwicklungsszenarien (AP 4.1) für die Untersuchungsgebiete abgeleitet, die identifizierten Technologiemixe hinsichtlich verschiedener Zielfunktionen betriebsoptimiert (AP 4.2) und Handlungsempfehlungen für Politik und Wirtschaft formuliert (AP 4.3).

Im Projektzeitraum fanden sechs Projekttreffen statt, in denen Vorgehensweisen, Inhalte und Fortschritte diskutiert wurden. Ein Abschlussworkshop fand am 15.03.2017 im Rahmen von den UFZ EnergyDays in Leipzig statt, wo die Ergebnisse des Projektes vorgestellt und diskutiert wurden (Millinger et al. 2017).

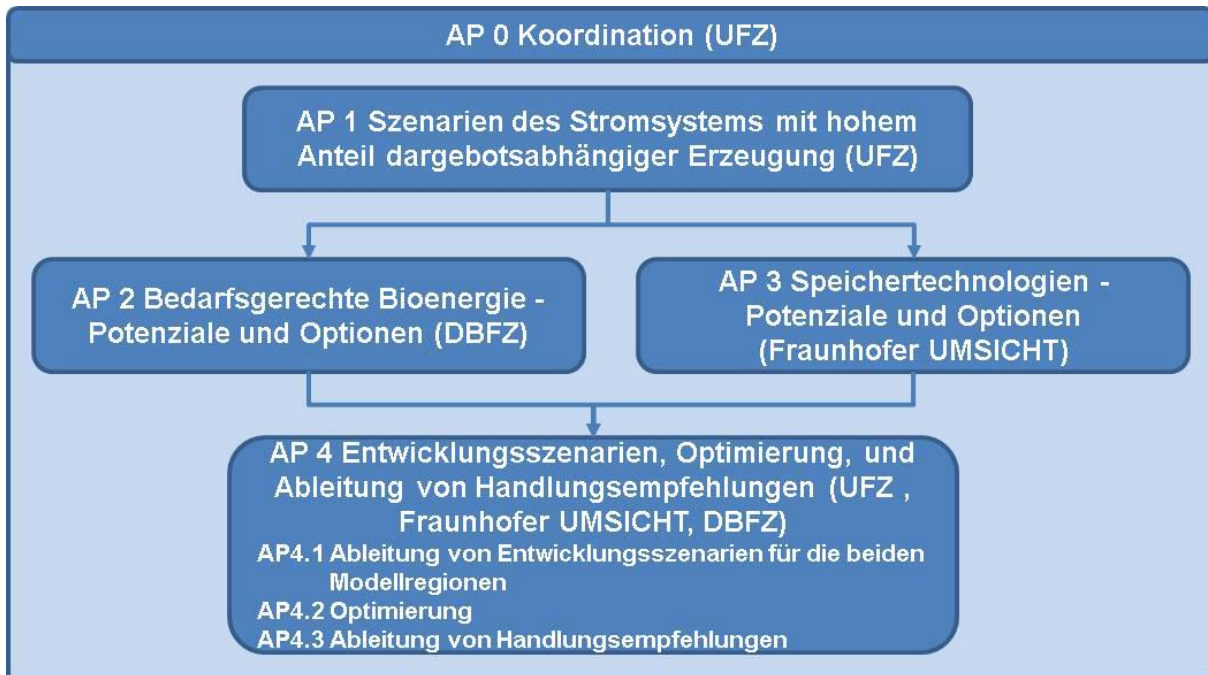


Abbildung 0-1: Arbeitspakete des Forschungsvorhabens

iv Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde

Im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms werden in Teilforschungsprogrammen zu den Themen Speicher und im Programm „Erneuerbare Energien“ auch die Optimierung des Stromversorgungssystems in einer Förderinitiative adressiert. Hierin werden insbesondere „...Projekte zur Entwicklung und Umsetzung von technischen Lösungen zur Schaffung von innovativen Energiesystemen der Zukunft mit hohem Anteil erneuerbarer Energien...“ (BMWi 2011) gefördert. Darüber hinaus beschäftigten sich Forschungsvorhaben wie die Kompassstudie des IZES (Leprich et al. 2012) mit den grundlegenden Möglichkeiten, ein insgesamt tragfähiges Stromversorgungssystem mit überwiegend erneuerbaren Anteilen zu skizzieren. Konkrete Beiträge der einzelnen Flexibilitätsoptionen werden in der Kompassstudie jedoch nicht dargestellt.

Ein Vorhaben, das einzelfallspezifisch Flexibilisierungsoptionen für Biogasanlagen untersucht, ist das im Rahmen des BMWi-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ (ehemals BMU/BMUB) geförderte Projekt „OptFlexBiogas“ (FKZ-Nr. 03KB073). Ziel ist hier die Ermittlung technisch-ökonomisch optimierter Betriebsweisen zur bedarfsgerechten Strombereitstellung aus Biogasanlagen. Da darüber hinaus die zukünftige systemische Passfähigkeit der Bioenergie insgesamt von unterschiedlichen technischen und politischen Herausforderungen abhängig ist, wurden in dem Vorhaben „Meilensteine 2030 –Elemente und Meilensteine für die Entwicklung einer tragfähigen nachhaltigen Bioenergiestrategie“ (FKZ-Nr. 03MAP230 und 03KB065), strategische Langfristszenarien bis 2050 entwickelt, um die Handlungskorridore bis 2030 abstecken zu können. Die Projektergebnisse (Thrän et al. 2015) wurden vom vorliegenden Forschungsvorhaben berücksichtigt.

Weiterhin wurde – parallel zum vorliegenden Projekt - am DBFZ das Projekt RegioBalance (FKZ-Nr. 03KB087) bearbeitet. Dabei stand vor allem die Frage im Vordergrund, welchen lokalen Beitrag Biogas-Anlagen zur Netzstützung und für den Bilanzausgleich bieten können, wenn sie durch eine Flexibilisierung ihre Leistung steuerbar und gezielt bereitstellen. Im Kern wurden im Projekt RegioBalance vor allem die Konzeptentwicklung und die netztechnische Integration flexibler Biogasanlagen evaluiert und in ausgewählten Beispielregionen durch detaillierte Netzsimulationen die Effekte auf der Verteilnetzebene bewertet. Aufbauend auf diesem und anderen Projekten sollte dann ein Bewertungsansatz entwickelt werden, der es ermöglicht die projizierten Bedarfe an Lastausgleich und Systemdienstleistungen und die unter

volkswirtschaftlich optimaler Allokation, durch Biogasanlagen erbringbaren Beiträge zu quantifizieren.

Im Bereich der Speicher befanden sich am Anfang des vorliegenden Projektes neben neuartigen Energiespeichern wie zum Beispiel Redox-Flow (»1 MWh Redox-Flow-Netzspeicher« gefördert durch das BMWi [Förderkennzeichen: 0325219]), NaS-, und Lithium-Ionen-Batterien auch klassische mechanische Stromspeicher wie Pumpspeicher- oder Druckluftspeicherkraftwerke (Hofrichter 2010; VDI 2012; AEE 2012; Niemann et al. 2012; Bullinger et al. 2012, 2012) in der Forschung und wurden hinsichtlich weiterer Einsatzfelder und Effizienzsteigerung optimiert. Aktuelle Batteriespeicherprogramme waren z. B. der »Flottenversuch Elektromobilität«, gefördert vom damaligen BMU und der Volkswagen AG (Neumann 2008); zu Hochtemperaturbatterien (NaNiCl, ZEBRA-Batterien, NaS) bestand zum Beispiel ein Pilotprojekt zwischen Younicos und Vattenfall mit einer 1 MW-NaS-Batterie zum Ausgleich fluktuierender Erneuerbarer Energien (Yunicos AG 2012). Hinsichtlich Strom-zu-Gas Anlagen wurde im Emsland eine Pilotanlage für die Audi AG mit ca. 6,3 MW errichtet (Dena 2012).

Seitens der Verbundpartner bestehen keine Schutzrechte, die berücksichtigt werden müssten.

v Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Die Arbeitsteilung zwischen den Projektpartnern ist in den Arbeitspaketen (APs) klar geregelt und im Text anhand der Stellung des Instituts in der Arbeitspaketüberschrift kenntlich gemacht.

- Das UFZ ist verantwortlich für die Arbeitspakete 0, 1, 4.1 und 4.3. Die ersten beiden APs werden vom UFZ allein verantwortet bzw. bearbeitet, die beiden letzteren in enger Kooperation mit den beiden anderen Projektpartnern.
- Fraunhofer Umsicht ist verantwortlich für die Arbeitspakete 3 und 4.2, wobei AP 3 allein und AP 4.2 auf Basis der Zuarbeiten von den Projektpartnern aus den vorangegangenen AP's bearbeitet wird. Das AP 4.3 wurde in Kooperation mit dem UFZ und dem DBFZ bearbeitet.
- Das DBFZ ist verantwortlich für das AP 2 und bearbeitet ebenfalls die APs 4.1 und 4.3.

Externe Partner waren nicht am Projekt beteiligt. Beim Projektabschlussworkshop wurden Beiträge von Frau Dr. Sabine Schulte-Beckhausen von White & Case LLP, sowie von Frau Annette Keil von der energy2market GmbH gehalten, um die Diskussionsgrundlage für die Handlungsempfehlungen zu erweitern.

Teil II – inhaltlicher Projektbericht

1. Zusammenfassung

1.1 Motivation und Zielstellung

Das deutsche Energiesystem wird durch die Energiewende künftig von fluktuierender, dargebotsabhängiger erneuerbarer Stromerzeugung – vor allem aus Solar- und Windenergie – geprägt sein. Um Stromnachfrage und Dargebot jederzeit auszugleichen, werden neue Ausgleichsoptionen zunehmend wichtig. Flexible Bioenergie und Stromspeicher sind zwei maßgebliche Ausgleichsoptionen, welche die Systemintegration der fluktuieren Erneuerbaren ermöglichen. Sie können sowohl miteinander konkurrieren als auch Synergieeffekte aufweisen und haben unterschiedliche technische Ausprägungen, Umwelteffekte und Kosten, die mit in Betracht gezogen werden müssen.

Im Projekt BalanceE hat ein Team von Wissenschaftlern am UFZ, DBFZ und bei Fraunhofer UMSICHT szenarienbasiert die Fragestellung untersucht, welche Rolle bedarfsgerechte Bioenergieerzeugung und Speichertechnologien bei der Systemintegration fluktuierender erneuerbarer Energien spielen können und müssen. Die folgenden Fragen fokussieren die Zielsetzungen des Projektes.

- Welche Rolle können Bioenergie und Stromspeichertechnologie bei der Systemintegration fluktuierender erneuerbarer Energien spielen?
- Wie entwickeln sich die technischen Möglichkeiten im Zeitverlauf und unter unterschiedlichen regionalen Gegebenheiten? Wann und wo ergeben sich Synergien, wo sind Konkurrenzen zu erwarten?
- Wie passen die technologischen Entwicklungen in den Fahrplan der Energiewende?
- Welche Rahmenbedingungen und Politikinstrumente müssen zusammenspielen, um eine effiziente Implementation der relevanten Technologien zu unterstützen?

1.2 Methode

Für die Analyse wurde der Schwerpunkt auf die Beiträge von drei verschiedenen Typen an flexiblen Bioenergieanlagen (Biomethan-BHKW, Biogasanlagen und Holzheizkraftwerke) sowie zwei verschiedenen Typen an Stromspeichern (Kurz- und Mittelfristspeicher) zum Energieausgleich gelegt. Zwei Modellregionen wurden untersucht – eine windenergiegeprägte Region in Anlehnung an die Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH und eine solarenergiegeprägte Region in Anlehnung an die TransnetBW-Regelzone. Im- und Exporte von Strom wurden im Modell ausgeschlossen. In der Realität weichen die Regionen von den gesamtdeutschen Zielen bei den EE-Anteilen ab, wobei der gesamtdeutsche EE-Anteil zurzeit in der 50Hertz-Regelzone übererfüllt und in der TransnetBW-Regelzone nicht erreicht wird. Daher wurden die Erzeugungskapazitäten von Windkraft und Solar-PV für die Vergleichbarkeit so normiert, dass ein 50 %-iger EE-Anteil im Stützjahr 2030 erreicht wird, bzw. 65 % in 2040 und 80 % in 2050.

Der EE-Ausbau für die drei Stützjahre erfolgte über zwei Szenarien: (i) Die vorhandenen Anteile von Wind- und Solarenergieanlagenkapazitäten wurden mit realen Einspeisedaten gekoppelt und proportional zu den in den beiden Übertragungsnetzen gemäß Netzentwicklungsplan 2012 prognostizierten Anteilen von Wind- und Solarenergie bis zur Erreichung der EE-Ziele in den Stützjahren skaliert („CLASSIC“). (ii) Die Zusammensetzung von Wind- und Solarenergie wurde endogen bestimmt und es wurden systemfreundliche Anlagenauslegungen von Wind- und Solarenergie berücksichtigt, um bereits bei der Erzeugung von dargebotsabhängigem EE-Strom

den Umfang der benötigten Ausgleichsoptionen zu reduzieren. Letzteres erfolgte mit dem am UFZ entwickelten Modell VAREO („Variable Renewable Energy Optimization,“). Insgesamt wurden zwölf Szenarien entworfen und berechnet. Die für die zwölf Szenarien ermittelten Residuallastprofile wurden als Eingangsdaten an die weiteren Arbeitspakete übergeben.

Die Portfolien der Stromspeicher wurden anhand der Residuallastprofile und mittels eines Gewichtungsverfahrens für jedes Szenario bestimmt. Der Anlagenpark für die zur Verfügung stehende Bioenergie wurde dagegen unabhängig von den Residuallastprofilen auf Basis der Ausbauszenarien des Netzentwicklungsplans bzw. der Leiststudie 2011 abgeleitet und zusammen mit Annahmen über die zu erwartende Flexibilisierung verschiedener Anlagentypen parametrisiert. Die installierten Leistungen an fossilen Mittel- und Spitzenlastkraftwerken wurden in Abhängigkeit von der maximalen positiven Residuallast bestimmt.

Insgesamt ergibt sich ein Erzeuger- und Speicherpark, dessen Betrieb im bei Fraunhofer UMSICHT entwickelten GOMES-Modell optimiert wurde. Als Zielfunktion wurde die Minimierung der Treibhausgasemissionen gewählt. Neben den zwölf Hauptszenarien wurden weitere Szenarienrechnungen durchgeführt, mit denen die Bedeutung sowie die Synergie- und Konkurrenzeffekte der flexiblen Bioenergieanlagen und Stromspeicher näher untersucht wurden.

1.3 Ergebnisse

Systemfreundlich ausgelegte Solar- und Windkraftanlagen führen zu einer gleichmäßigeren Erzeugung und einem gleichmäßigeren Residuallastgang, was den Bedarf von Flexibilitätsoptionen wie Stromspeichern gering hält. In der Windregion ist dies am deutlichsten zu sehen, wo in 2050 mit einer deutlich geringeren Erzeugungskapazität die gleichen EE-Anteile erreicht werden können. Im Ergebnis gibt es also sowohl weniger EE-Kapazitäten als auch einen geringeren Bedarf an Speicherkapazitäten.

In der sonnengeprägten Region ist eine gewisse Abhängigkeit zwischen einer systemfreundlichen Auslegung der dargebotsabhängigen erneuerbaren Erzeugung auf Basis von Wind- und Solarenergie und dem möglichen Beitrag von Kurz- und Mittelfristspeichern vorhanden. Um hohe Anteile dargebotsabhängiger erneuerbaren Erzeugung zu erreichen, ist die Einspeicherung von Solar-PV-Mittagsspitzen hier besonders wichtig. Aus diesem Grund erfordern hohe EE-Anteile in solargeprägten Netzen einen Verbund mit Speichern.

Kurz- und Mittelfristspeicher werden in sonnengeprägten Regionen wichtig, während Biomasse eine Alternative zu Langfristspeicheroptionen bietet, die sowohl saisonal bedingt als auch vor allem in windgeprägten Regionen notwendig werden könnte. Dies gilt insbesondere dann, wenn andere Lösungen, wie z. B. Netzerweiterung und weitere Ausgleichsoptionen wie Demand-Side-Management, Langzeitspeicher und Sektorkopplung nicht verfügbar sein sollten.

2. Einleitung

2.1 Hintergrund

Die Bundesrepublik Deutschland ist auf dem Weg, ihre Energieversorgung von einem fossil und nuklear dominierten, zentralistischen System, hin zu einem stärker dezentralen und auf erneuerbaren Quellen beruhenden System umzubauen. Ein besonderer Schwerpunkt liegt auf dem Stromsektor, wo der erneuerbare Anteil in den nächsten Jahren stark erhöht werden soll. Es besteht Einigkeit darüber, dass der Großteil des erneuerbaren Stroms von Windenergie- und Photovoltaikanlagen erbracht werden wird (BMUB 2016). Jedoch ergeben sich daraus völlig neue Anforderungen an das Energiesystem, da Strom aus Wind und Photovoltaik (PV) nicht bedarfsgerecht erzeugt werden kann, sondern dargebotsabhängig ist. Daher müssen die entstehenden Defizite (positive Residuallast) geschlossen bzw. die entstehenden Überschüsse (negative Residuallast) nach Möglichkeit aufgefangen werden, um nicht durch Abregelung der Anlagen verloren zu gehen. Derzeit erfolgt der Ausgleich von Schwankungen durch den Einsatz fossil befeuerter Kraftwerke bzw. bei Überschuss durch Abregelung der erneuerbaren Energieanlagen.

Vor dem Hintergrund eines nachhaltigen Energiesystems ist es jedoch notwendig, Fluktuationen zunehmend klimaneutral auszugleichen. Dazu sind gegenwärtig mehrere Optionen in der Diskussion. Ein Schwerpunkt liegt auf dem Ausbau des Stromnetzes, welches jedoch nur ein begrenztes nationales Ausgleichspotenzial bietet und dessen Erweiterung bereits zu umfangreichen Protesten von Anwohnern von geplanten Freileitungstrassen geführt hat. Weiterhin ist zu erwarten, dass ein harmonisierter europäischer Netzausbau, welcher größere Potenziale für den Ausgleich von Fluktuationen bieten würde, aufgrund politischer Hemmnisse möglicherweise nicht im notwendigen zeitlichen Rahmen realisierbar ist. Zudem stellt das Stromnetz nur eine räumliche Ausgleichsoption aus. Ein zeitlicher Ausgleich zwischen Phasen mit hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien zu Phasen mit niedriger Einspeisung ist nicht möglich. Auch die Option des verstärkten Einsatzes steuerbarer Verbraucher, dem sogenannten Demand Side Management, bei dem primär das Verbraucherverhalten beeinflusst wird, um damit die Lastkurve stärker dem Erzeugungsmuster anzunähern, hat sich bisher als schwer implementierbar erwiesen. Gründe hierfür sind der hohe regelungstechnische Aufwand, das schwer erschließbare Potenzial und die gegenwärtig dafür fehlenden ökonomischen Anreize.

Eine weitere rein erneuerbare Option zum Ausgleich von Fluktuationen stellt der Einsatz bedarfsgerechter Stromerzeugung aus Biomasse dar. Biomasse gehört zu den wenigen erneuerbaren Energien, die Strom bedarfsgerecht erzeugen können, da ihre eingesetzten Rohstoffe, sowie die Energieträger speicherbar sind. Stromproduktion aus Biogas erfolgt derzeit überwiegend grundlastorientiert. Sie wird in vielen Fällen als Kraft-Wärme-Kopplung umgesetzt und ist über die historische Einspeisevergütung gemäß dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) motiviert. Biomasseheizkraftwerke mit überwiegend festen, biogenen Rohstoffen betrieben, dienen dahingegen in der Regel der Wärmeerzeugung. Aus einer weitreichenden Flexibilisierung ergäben sich demnach auch Implikationen für die jeweilige Wärmenutzung. Eine dritte Möglichkeit bildet der Einsatz von Speichern. Hier reicht das technologische Spektrum von Pumpspeichern, über Druckluftspeicher, elektrochemische Speicher bis hin zu Strom-zu-Gas Konzepten. Speicher und bedarfsgerechte Stromerzeugung aus Biomasse stellen damit die beiden wesentlichen Optionen für den Ausgleich der fluktuierenden erneuerbaren Energien dar, wenn zukünftig auf den Einsatz konventioneller Energieerzeugungsanlagen verzichtet werden soll.

Wissenschaftler in verschiedenen Forschungseinrichtungen arbeiten an der Weiterentwicklung und Verbesserung der individuellen Technologien und Optionen. Die Entwicklung und Bewertung der Technologien erfolgt allerdings in der Regel fachspezifisch. Um jedoch im Rahmen einer strategischen Umgestaltung des Energiesystems, wie es die deutsche Energiewende anstrebt, nachhaltige Entwicklungspfade einzuschlagen, ist es wichtig, die sich jeweilig bietenden Optionen einer vergleichenden Gesamtbewertung zu unterziehen. Weiter muss geprüft werden, ob durch die Technologieauswahl Synergien oder aber auch Konkurrenzsituationen entstehen, unter denen

bestimmte Optionen vom Markt verdrängt werden. Eine solche Gesamtschau erleichtert die Ableitung von Maßnahmen zur Markteinführung für bestimmte Technologien bzw. zeigt freiwerdende Ressourcen in anderen Bereichen auf.

Die Frage der Systemintegration dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien in das Stromsystem und damit verbunden des Ausgleiches der sich ergebenden Fluktuationen zwischen Angebot und Nachfrage ist noch relativ jung. International sind beispielsweise die Arbeiten von (Rasmussen et al. 2012; Heide et al. 2011) zur großskaligen Durchdringung des europäischen Energiesystems mit fluktuierenden erneuerbaren Energien zu beachten. (Lund 2006; Lund und Kempton 2008; Østergaard 2012) beschreiben Arbeiten auf nationalstaatlicher Ebene am Beispiel Dänemarks.

Aus deutscher Perspektive ist das Problem dringender als in vielen anderen Staaten. Das liegt zum einem an den bereits erwähnten politischen Zielsetzungen zum Anteil der Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen und zum anderen an der Tatsache, dass kein anderes Land aktuell sein Energiesystem einem so raschen Wandel unterzieht. Dies zeigt sich sowohl am aktuellen Anteil von erneuerbaren Energien am Energiesystem, als auch an der weiterhin hohen Änderungsgeschwindigkeit (Zubau) (BMUB 2016).

2.2 Zielstellung

Im Rahmen dieses Forschungsvorhabens sind flexible Bioenergieerzeugung (Verstromung von Biomasse) sowie verschiedene Stromspeichertechnologien einer integrativen Analyse und Bewertung unterzogen worden. Kernziel des Vorhabens war dabei die Beantwortung der Fragestellung, welche Rolle bedarfsgerechte Bioenergieerzeugung und Speichertechnologien bei der Systemintegration fluktuierender erneuerbarer Energien spielen können und müssen. Die folgenden Fragen fokussieren die Zielsetzungen des Projektes.

- Welche Rolle können Bioenergie und Stromspeichertechnologie bei der Systemintegration fluktuierender erneuerbarer Energien spielen?
- Wie entwickeln sich die technischen Möglichkeiten im Zeitverlauf und unter unterschiedlichen regionalen Gegebenheiten? Wann und wo ergeben sich Synergien, wo sind Konkurrenzen zu erwarten?
- Wie passen die technologischen Entwicklungen in den Fahrplan der Energiewende?
- Welche Rahmenbedingungen und Politikinstrumente müssen zusammenspielen, um eine effiziente Implementation der relevanten Technologien zu unterstützen?

Die Analyse wurde am Beispiel von zwei Untersuchungsgebieten mit jeweils unterschiedlichem Potenzial und differenzierter temporaler Einspeisecharakteristik dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien durchgeführt. Konkret wurde eine Region mit hohem Anteil an Erzeugung aus PV-Anlagen („sonnengeprägte Region“) und eine Region mit hohem Anteil an Erzeugung aus Windkraftanlagen („windgeprägte Region“) betrachtet. Für die Analyse wurden die Zielsetzungen zum Beitrag der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung der Bundesregierung für die Jahre 2030, 2040 und 2050 zu Grunde gelegt.

Das vorliegende Forschungsvorhaben setzt, im Gegensatz zu vielfältigen fach- oder technologiespezifischen Forschungsvorhaben, auf einen stärker integrierten Ansatz. Da gerade nicht davon auszugehen ist, dass der Einsatz einer einzelnen Technologie zielführend ist, bündelt der verfolgte Ansatz Kompetenzen im Bereich der regelbaren Erzeugung durch Biomasse und des Einsatzes verschiedener Speichertechnologien. Dabei wurden anhand konkreter Ausbauziele, mittels temporär hochaufgelöster Daten zu Last und Einspeisung, mögliche Synergien und Wechselwirkungen zwischen den technologischen Optionen untersucht. Auf dieser Basis wurde der Frage nachgegangen, welche Technologiekombinationen – mit jeweils individuellen Charakteristika – den zukünftigen Anforderungen an verschiedenen Standorten gerecht werden und eine robuste und zuverlässige Lösung für unser Energiesystem bieten.

2.3 Herangehensweise

Die Arbeiten im Rahmen des Forschungsvorhabens waren in Arbeitspakete (AP) untergliedert, die im Weiteren kurz erläutert werden (Tabelle 2-1).

In AP 1 – Szenarien des Stromsystems mit hohem Anteil dargebotsabhängiger Erzeugung – wurden die grundlegenden Informationen und Daten zur Stromsystemcharakteristik bei steigendem Anteil dargebotsabhängiger Erzeugung bereitgestellt. Gleichzeitig werden damit Szenarienrahmen bezüglich der zu installierenden Leistung und der erzeugten Strommengen fluktuierender Erzeuger definiert. Eine systemfreundliche Anlagenauslegung der Windkraft- und Solar-PV-Anlagen erfolgte in dem am UFZ entwickelten VAREO-Modell.

In AP 2 – Bedarfsgerechte Bioenergie – Potenziale und Optionen – wurden die derzeit für Biogas, Pflanzenöl-Blockheizkraftwerke und Festbrennstoffanlagen verfügbaren technologischen Optionen gegliedert, nach Erzeugungstechnologie dargestellt und ein Ausblick über die abschätzbaren technischen Entwicklungen gegeben.

In AP 3 – Speichertechnologien – Potenziale und Optionen – wurden die verschiedenen Speicheroptionen betrachtet und sowohl für die Szenarien parametrisiert als auch für die Optimierung geeignete Speicherportfolien abgeleitet.

Im Vorfeld von AP 4.1 wurde für alle betrachteten Flexibilitätsoptionen eine THG-Bilanzierung durchgeführt, um die verschiedenen Technologien hinsichtlich ihres Treibhausgasminderungspotentials vergleichbar zu machen. Die Szenarien aus AP 1 wurden zusammen mit den Portfolien aus AP 2 und AP 3 zusammengestellt für die Modellierung in AP 4.2 aufbereitet. Diese Arbeiten werden unter den jeweiligen Arbeitspaketen beschrieben, so dass AP 4.1 nicht extra dargestellt wird.

In AP 4.2 wurden auf Basis der in AP 1 zusammengestellten und bezüglich der Residuallast optimierten Ausbauszenarien sowie den daraus abgeleiteten, typischen viertelstündlichen Ausgleichsbedarfssituationen verschiedene Kombinationen von Speichern betriebsoptimiert, d. h. optimale Fahrweisen festgelegt. Die Simulationen / Optimierungen erfolgen dabei mit GOMES, einem bei Fraunhofer UMSICHT entwickelten generischen Optimierungsmodell für Energiespeicher.

In AP 4.3 wurden die Erkenntnisse aus dem Projekt aufbereitet und in relevanten Handlungsempfehlungen formuliert, wofür auch ein Workshop stattfand.

Tabelle 2-1: Zuordnung der Arbeitspakete, Bearbeiter und Kapitel im Bericht

Arbeitspaket	Name	Bearbeiter	Kapitel
AP 0	Koordination	UFZ	-
AP 1	Szenarien des Stromsystems	UFZ	Kapitel 3 (S. 13 ff)
AP 2	Bioenergie	DBFZ	Kapitel 4 (S. 26ff)
AP 3	Speicher	UMSICHT	Kapitel 5 (S. 34ff)
AP 4	Entwicklungsszenarien	Alle	In Unterarbeitspaketen unterteilt
AP 4.1	Portfolioerstellung	Alle	Die einzelnen Arbeiten sind unter den Kapiteln, 4, 5 & 6 dargestellt.
AP 4.2	Optimierung	UMSICHT	Kapitel 7 (S. 48ff)
AP 4.3	Handlungsempfehlungen	Alle	Kapitel 8 (S. 73ff)

3. Szenarien des Stromsystems (UFZ) – AP 1

In diesem Arbeitspaket wurden Szenarien entwickelt, welche einerseits die Entwicklung hin zu steigenden Anteilen erneuerbarer Energie (EE) in der Stromerzeugung abbilden, und andererseits den Einfluss unterschiedlich strukturierter Entwicklungspfade beim Ausbau fluktuierender, dargebotsabhängiger EE beinhalten.

Die wesentlichen Leitfragen, welche in diesem Kapitel beantwortet werden und damit die Szenarioerstellung des Forschungsprojektes ermöglichen, sind in den folgenden 4 Punkten zusammengefasst.

1. Wie können geeignete Zeitreihen der Stromversorgung für 2030/40/50 modelliert werden, um damit den Speicher- und Ausgleichsbedarf abzuschätzen?
2. Welches Volumen an „Überschussstrom“ bzw. negativen Residuallasten aus weitgehend inflexiblen konventionellen und fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen kann in 2030/40/50 entsprechend den Szenarienannahmen erwartet werden?
3. Zu welchen Effekten kommt es bei einem eher Wind- bzw. Solarenergie geprägten Erzeugungspark bei der Residuallast und deren Zeitverlauf?
4. Gibt es Optionen bei den fluktuierenden erneuerbaren Energien (speziell Wind- und Solarenergie), welche eine bedarfsgerechtere Erzeugung ermöglichen und damit Stromspeicher in Teilen überflüssig machen?

Im Anschluss an die Beschreibung der Methodik in diesem Kapitel wird am Ende dieses Kapitels auf diese Leitfragen erneut eingegangen.

Nachfolgend werden sowohl die Rahmenbedingungen und Annahmen als auch die Ergebnisse dieses ersten Arbeitspakets vorgestellt, welche die Leitfragen adressiert.

3.1 Methodik

3.1.1 Rahmenbedingungen und Annahmen

In Abstimmung mit den Projektpartnern wurde ein Vorgehen zur Entwicklung konsistenter Szenarien entwickelt. Speziell in diesem Kapitel wird hierfür der Szenarienrahmen definiert, welcher es ermöglicht, die Aufgabenstellung des Projekts in den beiden Untersuchungsregionen im Modell zu bearbeiten.

Dabei wurden für die nachfolgenden Arbeitsschritte die Zeitreihen der Residuallast für die 12 Szenarien erzeugt. Diese 12 Szenarien ergeben sich aus den jeweils drei Zeithorizonten (2030/2040/2050 mit einem jeweiligen EE-Anteil von 50%/65%/80%), zweier Untersuchungsregionen sowie zwei unterschiedlichen Auslegungen des EE-Erzeugungsparks. Diese bilden in 12 Szenarien ($3 * 2 * 2 = 12$) alle untersuchten Varianten ab. Die nachfolgende **Fehler! Ungültiger Eigenverweis auf Textmarke.** gibt einen Überblick über die insgesamt 12 erstellten Szenarien. Die erste Auslegung des EE-Erzeugungsparks geschieht dabei in Anlehnung an den Kapazitätsmix von Wind- und Solarenergie (wobei unter Solarenergie ausschließlich Photovoltaik gefasst ist), wie er im Netzentwicklungsplan 2012 (NEP 2012) in Szenario B 2032 dargestellt ist. Diese sechs Szenarien werden als „Classic“ Szenarien bezeichnet. Eine zweite Auslegung des Erzeugungsparks erfolgte dagegen ohne die Berücksichtigung des aus NEP 2012 abgeleiteten und damit exogen vorgegebenen Kapazitätsmix, vielmehr wurde hier ein optimaler Kapazitätsmix für die beiden Untersuchungsregionen endogen bestimmt und dabei auch eine systemfreundliche Anlagenauslegung berücksichtigt. Diese sechs Szenarien werden als „VAREO“ Szenarien bezeichnet.

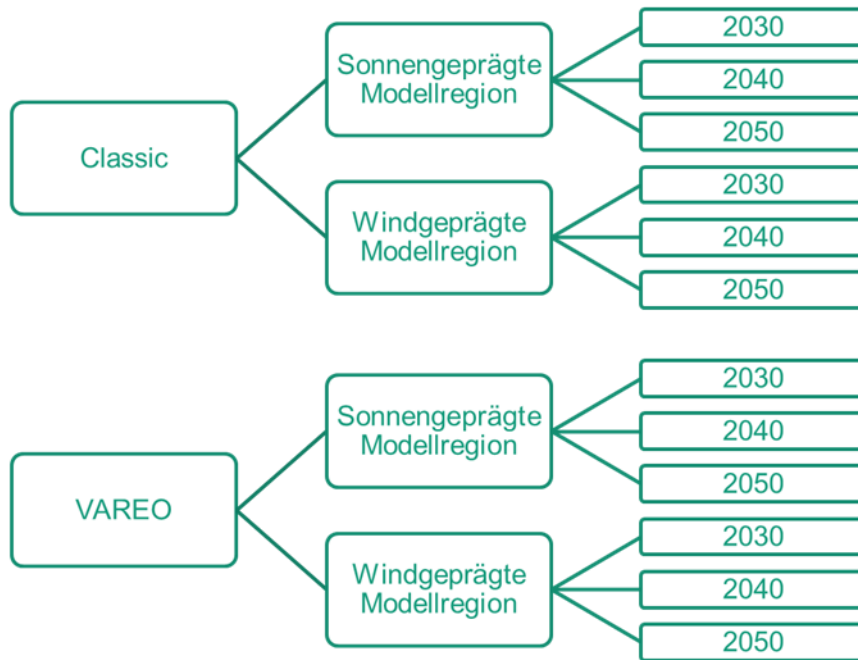
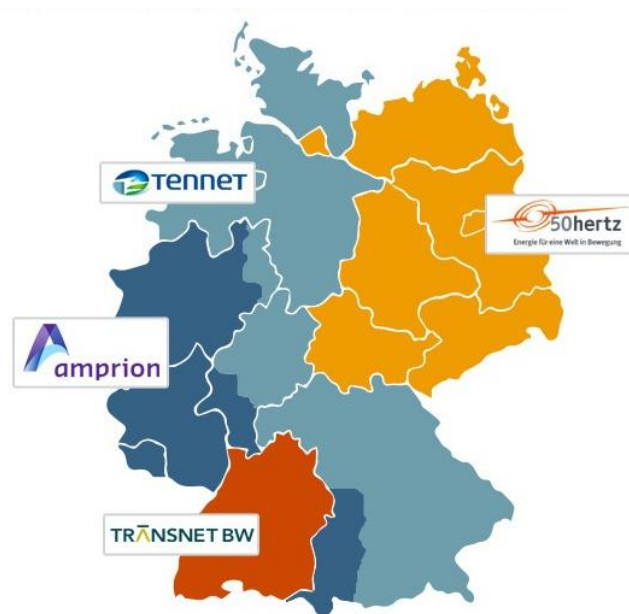


Abbildung 3-1: Übersicht über die zwölf verschiedenen Szenarien, zusammengesetzt aus den „Classic“ und „VAREO“ Szenarien für jeweils eine sonnengeprägte und einer windgeprägte Region und den Szenariojahren 2030, 2040 und 2050. (Eigene Abbildung)

Als Basis für die weiteren Berechnungen in allen zwölf Szenarien wurden hierzu die Zeitreihendaten von den Übertragungsnetzen (ÜN) der 50Hz wie auch der TRANSNET-BW herangezogen, welche bereits heute die unterschiedlichen Charakteristiken einer wind- bzw. sonnendominierten Erzeugungsstruktur in einer Netzregion (50Hertz 2013a, 2013b; TransnetBW 2012b, 2012a, 2012c) aufweisen. Abbildung 3-2 stellt vier deutschen Übertragungsnetze und deren Betreiber dar, mit der windgeprägten Region der 50Hz im Nordosten und der



Lizenz: Creative Commons by-nc-nd/3.0/de
 Bundeszentrale für politische Bildung, 2013, www.bpb.de

Abbildung 3-2: Untersuchungsregionen in Anlehnung an eine winddominierte Erzeugungsstruktur im 50Hertz Übertragungsnetzgebiet (orange) und einer sonnendominierten Erzeugungsstruktur im TRANSNET-BW Übertragungsnetzgebiet (rot). (Quelle: cc by-nc-nd/3.0/- (bpb)) **Quelle:** <http://www.bpb.de/cache/images/7/154877-st-original.jpg?845FC>

sonnengeprägten Region der TRANSNET-BW im Südwesten.

Entsprechend dem NEP Szenario B 2032 und der Leitstudie 2011 (Nitsch et al. 2012a) wurde der Aufwuchs an EE-Erzeugungskapazität für beide Regionen nachgezeichnet und findet somit Eingang in die Erstellung der Zeitreihen der zwölf verschiedenen Szenarien. Die resultierenden zwölf Zeitreihen der Residuallast bzw. des Ausgleichsbedarfs wurden im Anschluss in die weiteren Arbeitspakete eingespeist und für die weiteren Modellierungen genutzt.

Die jeweils zwölf regionalisierten Residuallastgänge wurden auf Basis viertelstündlicher Daten berechnet. Dazu wurde die Last (Stromverbrauch im Untersuchungsgebiet) abzüglich der EE-Einspeisung und der fossilen wie erneuerbaren sogenannten Must-Run-Erzeugung dargestellt, also die Stromerzeugung, die aufgrund technischer Restriktionen nicht weiter flexibilisiert werden kann. Der Umfang des erforderlichen Must-Run wurde aus einer Projektion (Ess et al. 2012) für Deutschland übernommen und proportional auf den Verbrauchsanteil der beiden Untersuchungsregionen am gesamtdeutschen Stromverbrauch heruntergebrochen. Anteile der Laufwasserkraft und vor allem der Bioenergie wurden dabei in Teilen inbegriffen und somit in der Residuallast berücksichtigt. Die Bestimmung der genauen Anteile nicht-flexibilisierter und flexibilisierter Bioenergieerzeugung wurde im Rahmen der in Kapitel 4 vorgestellten Arbeitsschritte durchgeführt. Der flexibel zu erzeugende Teil der Bioenergie, welcher dann auch in Kapitel 7 modelliert wurde, ist nicht bereits an dieser Stelle in den Residuallastzeitreihen berücksichtigt, sondern wurde nur bilanziell bei der Erreichung der EE-Anteile in der Szenarioerstellung in diesem Kapitel angerechnet. Eine Übersicht zur Methodik der Erstellung der regionalisierten Zeitreihen ist in Abbildung 3-3 dargestellt.

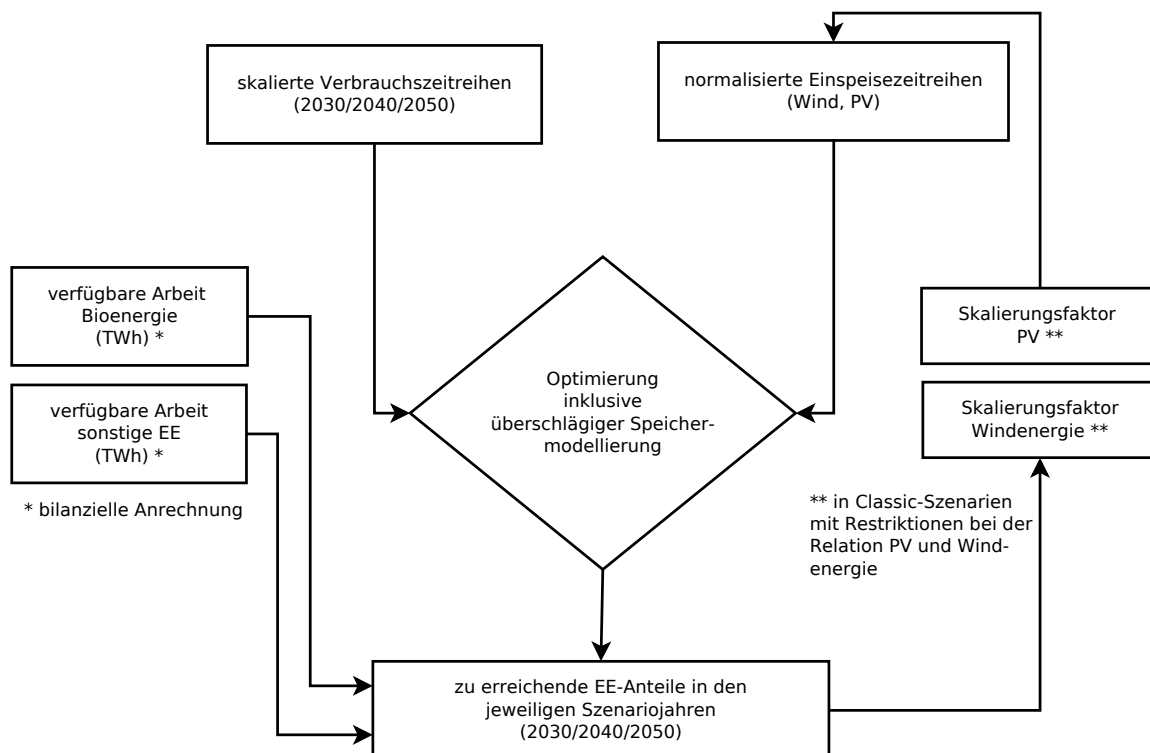


Abbildung 3-3: Methodik zur Erstellung regionalisierter Zeitreihen

Als weitere wesentliche Größe für die Szenariokonstruktion wurden die Entwicklung des Stromverbrauchs sowie die Biomasseverfügbarkeit in den beiden Untersuchungsregionen und Szenariojahren berücksichtigt. Die Absolutgrößen für die Arbeit aus Bioenergie für 2030 wurden dabei dem NEP Szenario B 2032 für beide Untersuchungsgebiete entnommen, die weitere Entwicklung der Bioenergie in den Jahren 2040 und 2050 wurde analog der zeitlichen Entwicklung der Leitstudie 2011 (Nitsch et al. 2012a) angenommen. Ebenfalls wurden die

Verbrauchszeitreihen entsprechend skaliert, um den Jahressummen des Verbrauchs in den beiden Untersuchungsregionen zu entsprechen. Abbildung 3-4 gibt die so bestimmte Entwicklung des jährlichen Stromverbrauchs und der Stromerzeugung aus Biomasse über die Szenariojahre 2030, 2040 und 2050 wieder.

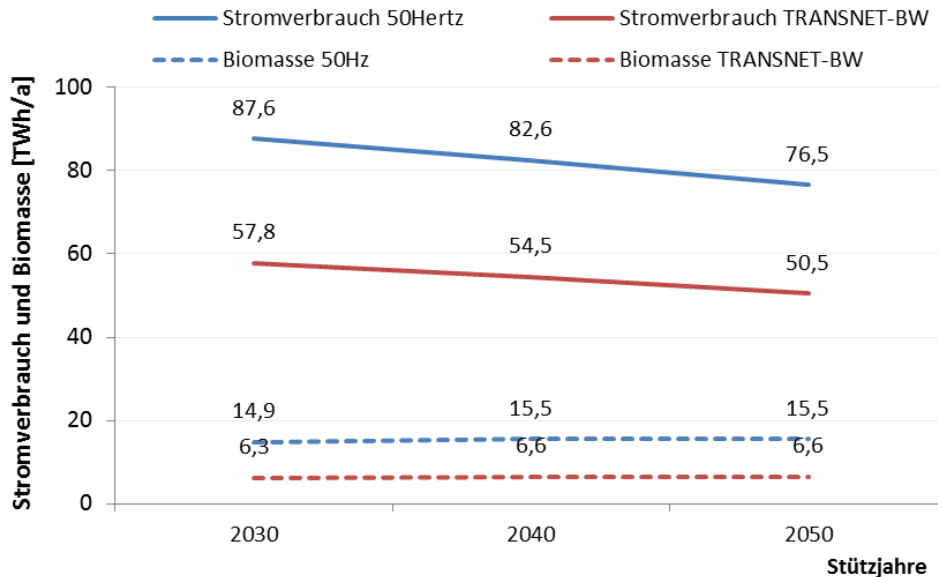


Abbildung 3-4: Entwicklung des Elektroenergieverbrauchs und der Stromerzeugung aus Biomasse über die Szenariojahre 2030, 2040 und 2050, auf Basis von Daten aus NEP 2012 (für 2030) und aus der Leitstudie 2011 (für 2040 und 2050).

3.1.2 Datenaufbereitung und Kontrolle

Nach Sichtung von verschiedenen Datenbasen zur Bereitstellung von zeitlich aufgelösten Daten der Stromerzeugung erneuerbarer Energien und von Verbrauchsdaten der Elektroenergie, wurden geeignete Daten ausgewählt und diese weiter bearbeitet um ihre Validität, Repräsentativität und Zuverlässigkeit sicherzustellen. Dies erfolgte getrennt für die beiden Untersuchungsregionen: die ostdeutschen Bundesländer plus Hamburg im Bereich des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz bzw. das Bundesland Baden-Württemberg mit dem Übertragungsnetzbetreiber TRANSNET-BW. Es wurden jeweils die Daten einer einjährigen Zeitreihe des Zeitraums vom 01.07.2011 bis zum 31.06.2012 für beide Untersuchungsregionen ausgewählt. Die Einspeisezeitreihen bei der winddominierten Untersuchungsregion wurden zudem um Zeitreihendatensätze der Forschungsplattform FINO 2 in der angrenzenden Ostsee ergänzt, welche zur Modellierung der Offshore-Windeinspeisung herangezogen werden.

Nach Abschluss dieser Arbeiten wurden Einspeisezeitreihendaten mit den Daten der installierten Kapazitäten erneuerbarer Energien in den beiden Untersuchungsregionen in dem Zeitraum vom 01.07.2011 bis zum 31.06.2012 normalisiert; dies erfolgte um den Effekt des unterjährigen Kapazitätsaufwuchses von Solar- und Windenergiekapazitäten im Verlauf der Zeitreihen zu eliminieren (vergleich Tafarte et al. 2014).

Abbildung 3-5 bietet einen Überblick über die wesentlichen verwendeten Studien und Datenquellen für die Erstellung des Szenariorahmens und der genutzten Zeitreihendaten.

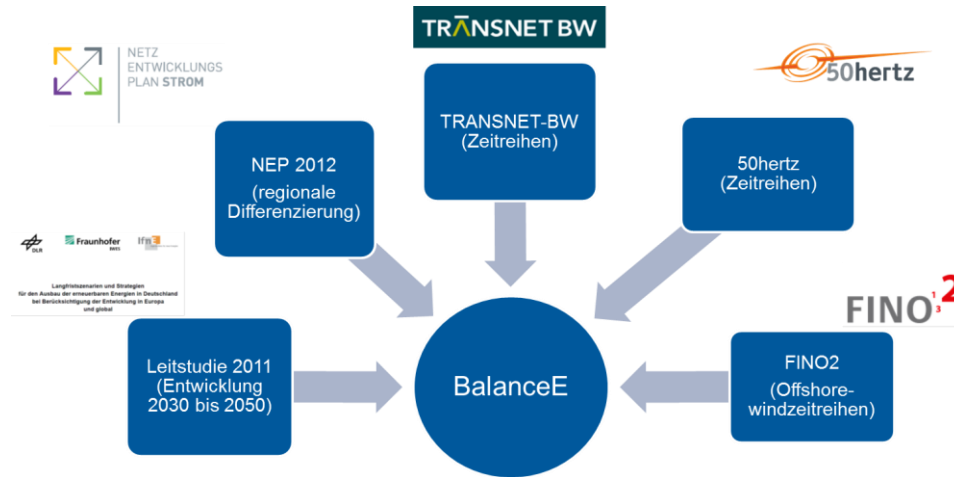


Abbildung 3-5: Überblick über die wesentlichen verwendeten Studien und Datenquellen für die Erstellung des Szenariorahmens und der genutzten Zeitreihendaten.

3.1.3 Skalierung der Erzeugungskapazitäten von Erneuerbaren Energien

Der Ausbau von Erzeugungskapazitäten der Wind- und Solarenergie, der erforderlich ist, um die in den Szenarien vorgegebenen EE-Anteile zu erreichen, wurde anhand der normalisierten Zeitreihen über eine Skalierung der Einspeisung berechnet (vergleiche Abbildung 3-3). Die Zeitreihendaten der beiden ÜN 50Hz und TRANSNET-BW dienen dabei als Datenbasis, um die Charakteristika unterschiedlicher Regionen abzubilden, die in unterschiedlichen Potenzialen erneuerbarer Energien, Ausbaupfade erneuerbarer Erzeugungskapazitäten sowie dem jeweiligen Mix dargebotsabhängiger Erzeugungskapazitäten begründet sind. Darauf aufbauend wurde abstrahierend für beide Regionen der Aufbau eines EE-Erzeugungsparks basierend auf Windenergie bzw. Solarenergie modelliert, der sich für Wind- und Solarenergie an den Kapazitätsannahmen des NEP (Szenario B 2032), bzw. für die Biomasse im weiteren Ausbau für 2040/50 an der Leitstudie 2011 A (Nitsch et al. 2012a) orientiert. Hierbei wurden für die sechs Classic-Szenarien nicht die absoluten Erzeugungskapazitäten aus besagten Studien übernommen, sondern lediglich die Relationen von Wind- und Solarenergieerzeugungskapazitäten untereinander herangezogen und unter Berücksichtigung dieser Relation soweit skaliert, dass die angestrebten EE-Anteile am Stromverbrauch in jeweils beiden Regionen erreicht wurden. Die Ermittlung der Skalierungsfaktoren von Wind- und Solarenergie und damit die Verhältnisse der installierten Leistung beider Technologien entsprechend dem regionalen Erzeugungsmix wurde für alle sechs Classic-Szenarien durchgeführt.

Im Falle der winddominierten Untersuchungsregion wurde zusätzlich das Verhältnis der installierten Leistung von Offshorewindenergie zu Onshorewindenergie als weitere einzuhaltende Relation entsprechend NEP 2030 festgelegt. Im 50Hz ÜN wurde für die installierte Leistung der Onshorewindenergie zu Solarenergie dabei ein Verhältnis von 1:0,55 und für das Verhältnis der installierten Leistung von Onshorewindenergie zu Offshorewindenergie von 1:0,26 gewählt. Als weitere Restriktion für das Szenariojahr 2030 wurde die Installation von Offshore Windenergie im 50Hertz ÜN zudem auf die bis 2032 laut NEP vorgesehenen 5.300 MW für die deutsche Ostsee begrenzt. Im TRANSNET-BW ÜN wurde ein Verhältnis von Onshorewindenergie zu Solarenergie von 1:3,56 gewählt.

Im Gegensatz zu den sechs Classic-Szenarien mit fester Relation aus installierten Kapazitäten von Wind- und Solarenergie, wurde in den sechs VAREO-Szenarien der Ausbau von Wind- und Solarenergie endogen bestimmt und damit auch die Verhältnisse der Kapazitäten nicht wie in den Classic-Szenarien Restriktionen unterworfen. Die Bestimmung des Erzeugungsmixes erfolgte hier mittelbar über die Minimierung der Summe negativer Residuallast („Überschussstrom“) über den

gesamten einjährigen Verlauf der Zeitreihen, gleichbedeutend mit der elektrischen Arbeit aus EE-Quellen welche die momentane Last, inklusive der vereinfacht modellierten Speicher, im Übertragungsgebiet überschreitet (vergleiche dazu Tafarte et al. 2014). Zudem wurden in den sechs VAREO-Szenarien der Optimierung Zeitreihen der Wind- und Solarenergie Einspeisung optional angeboten, welche systemfreundliche Anlagenauslegungen abbilden (Tafarte et al. 2014; Hirth und Müller 2016). Hierunter sind einerseits Windkraftanlagen gefasst, die sich gegenüber dem Gros der Bestandsanlagen durch große Nabenhöhen und einem reduzierten Verhältnis von installierter Generatorleistung in Bezug auf die Rotorkreisfläche [W/m^2] auszeichnen. Aktuelle Untersuchungen deuten darauf hin, dass sich hierdurch sowohl eine verbesserte Lastdeckung erreichen lässt als auch eine Reduktion der notwendigen installierten Leistung von Windkraftanlagen, welche entsprechend eine Reduktion des Ausgleichsbedarfs durch Speicher zur Folge haben kann. Andererseits sind darunter systemfreundliche Solarenergieanlagen gefasst, deren Azimutausrichtung nicht wie das Gros der installierten Anlagen ertragsoptimal in Richtung Süden erfolgt, sondern in Richtung Ost und West. Dies kann bei hohen Anteilen Solarenergieerzeugung zu einer verbesserten Deckung der Lastgänge führen und die Solarenergieeinspeisungsspitze bei mittäglichem Sonnenhöchststand reduzieren (Hartner et al. 2015; Zipp 2015). Die Zeitreihen systemfreundlicher Wind- und Solarenergieanlagen wurden analog der in (Tafarte et al. 2014) beschriebenen Methode erstellt. Die resultierenden Volllaststunden dieser Anlagen weichen aufgrund dessen von den in Szenario B 2032 des NEP genannten Volllaststunden ab. Im Falle der Windenergieerzeugung steigen sie deutlich an, für Solarenergieanlagen in einer Ost-West Orientierung sinken sie hingegen leicht aufgrund der nicht ertragsoptimalen Azimutausrichtung nach Süden.

In dem Arbeitsschritt der Skalierung der Wind- und Solarenergieanlagenkapazitäten zur Erreichung der angestrebten EE-Anteile in den insgesamt zwölf Szenarien, wurde gleichfalls der Effekt von Stromspeichern auf die zu erreichenden EE-Anteile grob abgeschätzt und berücksichtigt. Ansonsten wäre ein zu großer Erzeugungspark auf Basis von Wind- und Solarenergie skaliert worden, um die EE-Anteile zu erreichen und damit in der anschließenden Modellierung mit dem GOMES Modell die EE-Anteile übererfüllt worden. An dieser Stelle wurde dazu für jedes Untersuchungsgebiet die Leistung an installierten Pumpspeichern recherchiert und als maximale Leistungsaufnahmen für Überschüsse in der Residuallastzeitreihe angesetzt. Die hiermit zu speichernde Arbeit wurde mit einer mittleren Speicherzykluseffizienz von 80 % multipliziert und bilanziell der EE-Erzeugung zugeschlagen, sodass sich der Effekt von Stromspeichern grob im Skalierungs- und Optimierungsprozess berücksichtigen lässt. Die beschriebene Methodik ist eine vereinfachte Modellierung, welche Speicher mit begrenzter Leistung aber unlimitierter Kapazität abbildet. Andernfalls wäre – aufgrund des steigenden Einflusses von Stromspeichern bei der Erreichung der in den Szenarien vorgesehenen hohen EE-Anteile am Stromverbrauch – eine auch nur ungefähre EE-Zielerreichung in den nachfolgenden APs nicht möglich gewesen. Allerdings erklären sich aufgrund dieser groben Abbildung des Speichereinflusses in AP 1 auch die beobachteten Differenzen der EE-Anteile in den späteren Endergebnissen, welche nach der detaillierten Modellierung aller Stromspeicher in AP 4 beobachtet wurden.

Für die weiteren EE-Quellen, wie Wasserkraft, Geothermie und Klär- und Grubengase, wurde die Erzeugung anhand der Angaben im Szenario B 2032 des NEP direkt übernommen und für 2040 und 2050 gemäß der Leitstudie fortgeschrieben. Analog wurde zudem mittels Skalierung die Erzeugungszeitreihe die Entwicklung der Stromverbrauchszeitreihe angepasst. Genauso wurde auch bei den Annahmen zur Biomasseverstromung vorgegangen, da hier, anders als bei der Wind- und Solarenergieerzeugung, die Ausbaupotenziale deutlich begrenzt sind und deshalb die erzeugte Arbeit aus Bioenergie aus dem NEP bzw. der Leitstudie 2011 A (Nitsch et al. 2012a) übernommen wurde.

Insgesamt gewährleistet das beschriebene Vorgehen die Abbildung der wesentlichen Charakteristika beider Untersuchungsregionen mit einer jeweils sonnengeprägten und windgeprägten Erzeugungsstruktur, während Probleme einer fehlenden Synchronizität der EE-Ziele von 50%/65%/80 % mit den Zeithorizonten 2030/2040/2050 in den beiden

Untersuchungsregionen umgangen werden. Somit wird die Vergleichbarkeit zwischen den Regionen und EE-Anteilen des Szenariorahmens sichergestellt.

3.2 Ergebnisse

3.2.1 Resultierende Erzeugungskapazitäten

Die resultierenden Erzeugungskapazitäten und die daraus erzeugte Arbeit sind in Abbildung 3-6 und Abbildung 3-7 beispielhaft für die Classic Szenarien mit dem Szenariojahr 2030 grafisch dargestellt, welche den berechneten EE-Anteil von 50 % am Verbrauch vor der detaillierten Modellierung mit dem GOMES Modell erreichen. In der windgeprägten Region dominieren die Erzeugungskapazitäten auf Basis von Onshore- und Offshorewindenergie, in der solargeprägten Region die Erzeugungskapazität auf Basis der Solarenergie. Installierte Kapazitäten der Bioenergie ist hierbei ausgenommen und werden nach einer in dem folgenden Kapitel 4 entwickelten Methodik errechnet, die insgesamt zur Verfügung gestellte Arbeit aus Bioenergie ist entsprechend (Nitsch et al. 2012a) aber bereits berücksichtigt worden.

In Tabelle 3-1 und Tabelle 3-2 sind gesamthaft die absoluten Erzeugungskapazitäten aller zwölf Szenarien angegeben, weiter differenziert nach den einzelnen Technologieoptionen.

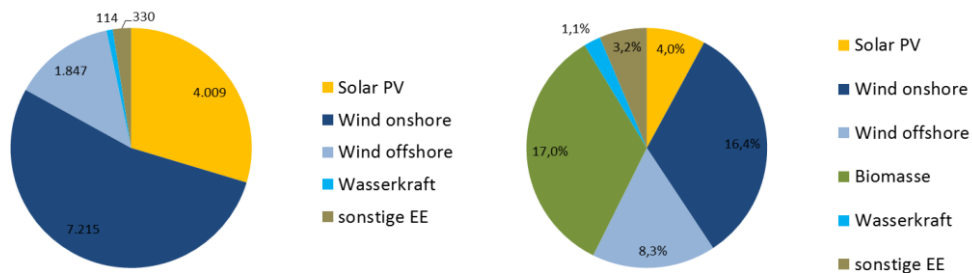


Abbildung 3-6: Aufteilung der EE-Erzeugungskapazitäten in Megawatt (links) und der erzeugten Arbeit (rechts) in der windgeprägten Untersuchungsregion in dem Classic-Szenario für das Jahr 2030.

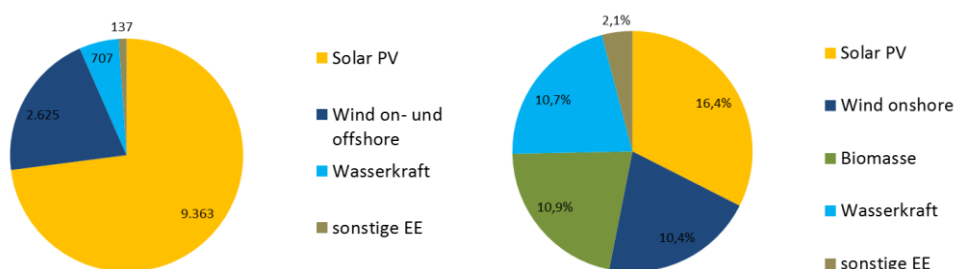


Abbildung 3-7: Aufteilung der EE-Erzeugungskapazitäten in Megawatt (links) und der erzeugten Arbeit (rechts) in der solargeprägten Untersuchungsregion in dem Classic-Szenario für das Jahr 2030.

Tabelle 3-1 resultierende, installierte Kapazitäten [MW] für die windgeprägte Untersuchungsregion.

Szenario	2030	2030 VAREO	2040	2040 VAREO	2050	2050 VAREO
EE-Anteil	50% EE	50% EE	65% EE	65% EE	80% EE	80% EE
Solar PV (S)	4.009	5	5.660	0	7.517	0
Solar PV (O)	0	3.953	0	4.549	0	5.106
Solar PV (W)	0	3.331	0	4.089	0	4.842
Wind onshore (1546 FLH)	7.215	0	10.189	0	13.531	0
Wind onshore (2300 FLH)	0	45	0	0	0	25
Wind onshore (3500 FLH)	0	45	0	952	0	1.213
Wind offshore (3800 FLH)	1.847	4.576	2.609	5.943	3.464	7.463
Bioenergie	Biomasse (flexible und MustRun, übernommen aus Kapitel 4)					
Wasserkraft	114	114	114	114	114	114
sonstige EE	330	330	330	330	330	330

Tabelle 3-2 resultierende, installierte Kapazitäten [MW] für die solare geprägte Untersuchungsregion.

Szenario	2030	2030 VAREO	2040	2040 VAREO	2050	2050 VAREO
EE-Anteil	50% EE	50% EE	65% EE	65% EE	80% EE	80% EE
Solar PV (S)	9.363	0	14.268	0	21.655	0
Solar PV (O)	0	4.892	0	6.611	0	8.006
Solar PV (W)	0	2.892	0	4.302	0	5.503
Wind onshore (1546 FLH)	0	0	0	0	0	0
Wind onshore (2300 FLH)	2.625	0	4.001	0	6.071	0
Wind onshore (3500 FLH)	0	3.022	0	4.383	0	5.746
Wind offshore (3800 FLH)	entfällt					
Bioenergie	Biomasse (flexible und MustRun, übernommen aus Kapitel 4)					
Wasserkraft	707	707	707	707	707	707
sonstige EE	137	137	137	137	137	137

Wie aus Tabelle 3-1 und Tabelle 3-2 ersichtlich ist, wurden bei der endogenen Optimierung der Wind- und Solarenergiekapazitäten in den VAREO-Szenarien annähernd konsistent systemfreundliche Anlagenauslegungen ausgewählt, da sie hinsichtlich der Ausgleichsbedarfe Vorteile bieten.

Gleichfalls ist in allen VAREO-Szenarien der Kapazitätsmix aus Wind- und Solarenergie gegenüber den Classic-Szenarien, welche auf den Angaben im Szenario B 2032 des (NEP 2012) basieren, verschoben. In der Folge sind in den VAREO-Szenarien in der windgeprägten Region mehr Solarenergieerzeugungskapazitäten und in der solar geprägten Region mehr Windenergiekapazitäten als in den Classic Szenarien vorgesehen.

Eine grafische Darstellung der in bei der Szenarioerstellung in diesem Kapitel bestimmten Stromerzeugungskapazitäten ist in Abbildung 3-8 und Abbildung 3-9 gegeben, welche für die beiden Untersuchungsregionen die unterschiedlichen Wind- und Solarenergiekapazitäten zusammenfasst und jeweils die Classic und die VAREO-Szenarien nebeneinander abbildet.

Erzeugungskapazitäten sonnengeprägte Region [MW]

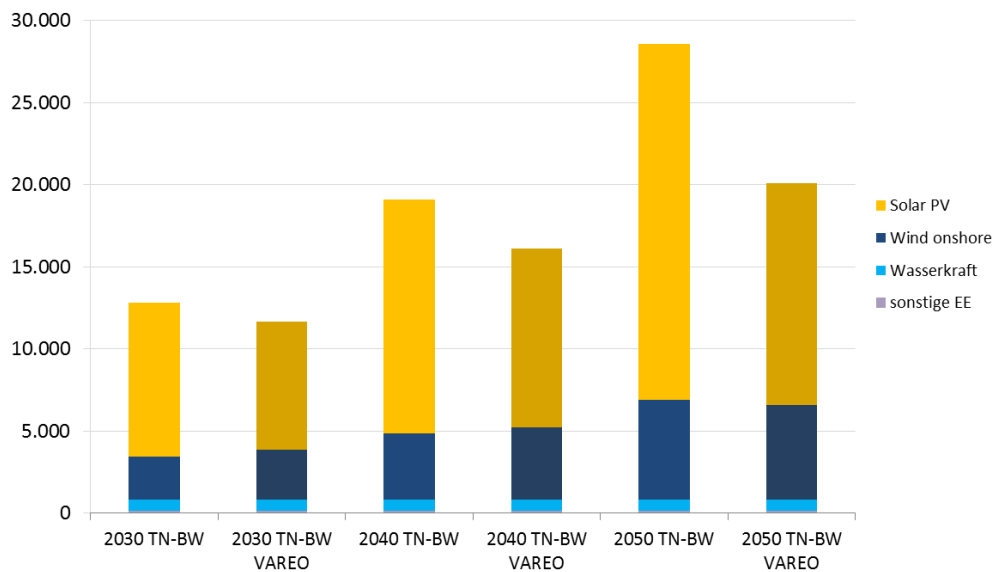


Abbildung 3-8: Unterschiede in den installierten Leistungen zwischen den Classic und VAREO-Szenarien in MW für die sonnengeprägte Untersuchungsregion.

Erzeugungskapazitäten windgeprägte Region [MW]

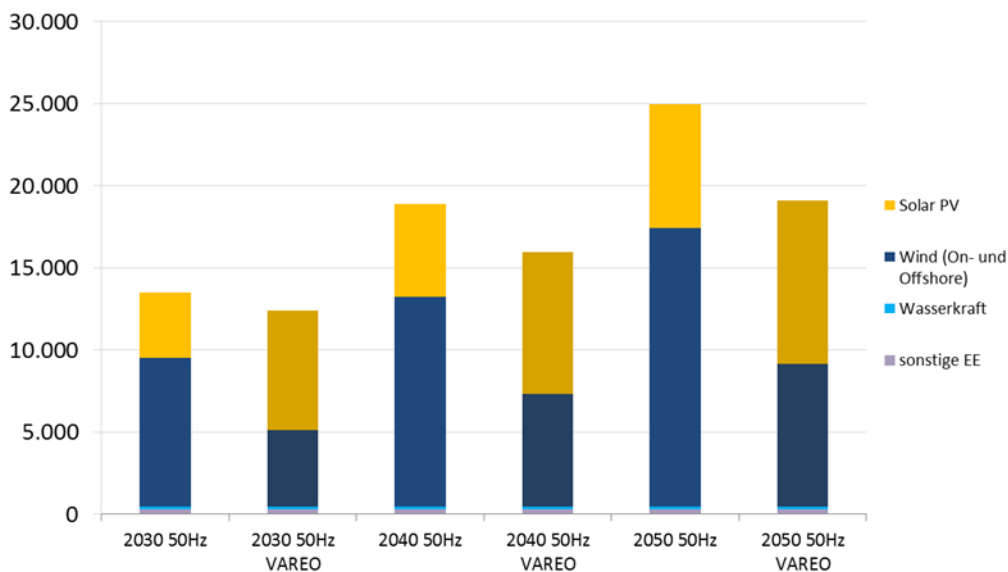


Abbildung 3-9: Unterschiede in den installierten Leistungen zwischen den Classic und VAREO-Szenarien in MW für die windgeprägte Untersuchungsregion.

Trotz identischer EE-Anteile ist in VAREO in der Summe eine geringere installierte Leistung von Wind- und Solarenergieerzeugungskapazitäten erforderlich. Dies liegt einerseits an den höheren Volllaststunden der systemfreundlichen Windenergieanlagen in den VAREO-Szenarien sowie deren verbesserte Erzeugungscharakteristik, und andererseits an dem optimierten Erzeugungsmix von Wind- und Solarenergieerzeugungskapazitäten.

3.2.2 Erstellung von Residuallastzeitreihen

Die aus den dargestellten Erzeugungskapazitäten resultierenden Residuallastzeitreihen aller zwölf Szenarien bilden die Basis für die zeitreihenbasierte Modellierung mittels des GOMES Modells in Kapitel 7 und wurden gleichfalls für die Dimensionierung der Speicherportfolien in Kapitel 5 herangezogen. In Abbildung 3-11 und Abbildung 3-10 werden die resultierenden zwölf Residuallastzeitreihen, welche sich aufgrund der installierten Leistungen der einzelnen EE-Erzeuger ergeben, über die Dauer eines Jahres in Form von Residuallastdauerlinien dargestellt.

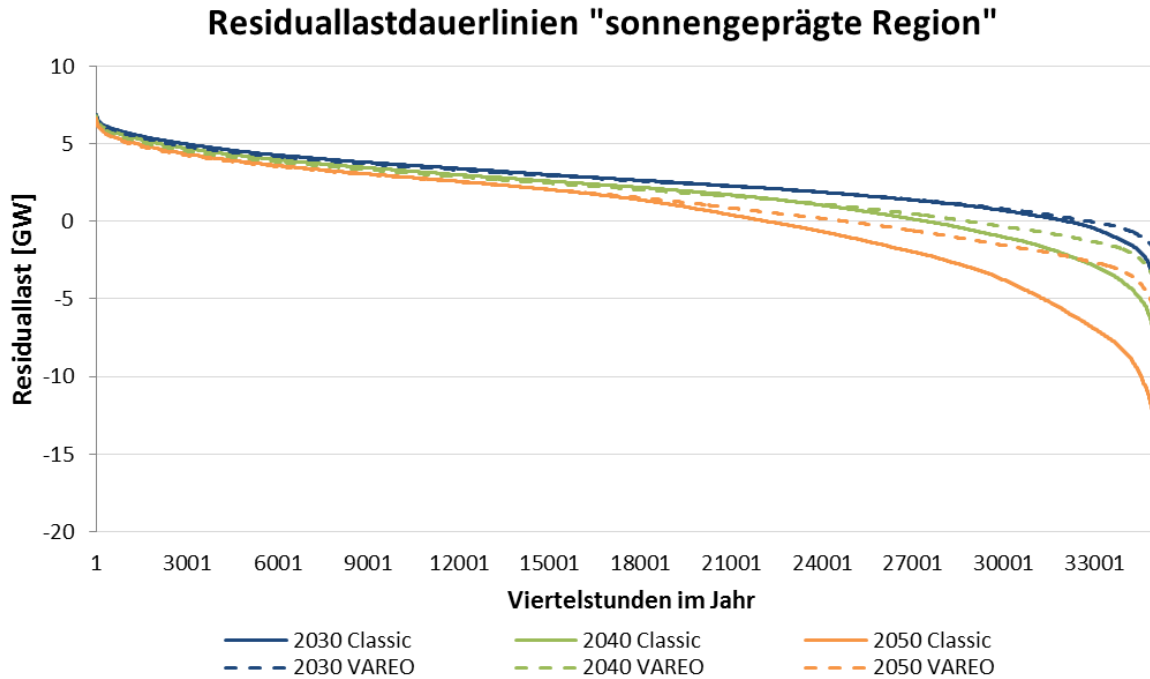


Abbildung 3-11: Unterschiede in den installierten Leistungen zwischen den Classic und VAREO-Szenarien in MW für die sonnengeprägte Untersuchungsregion.

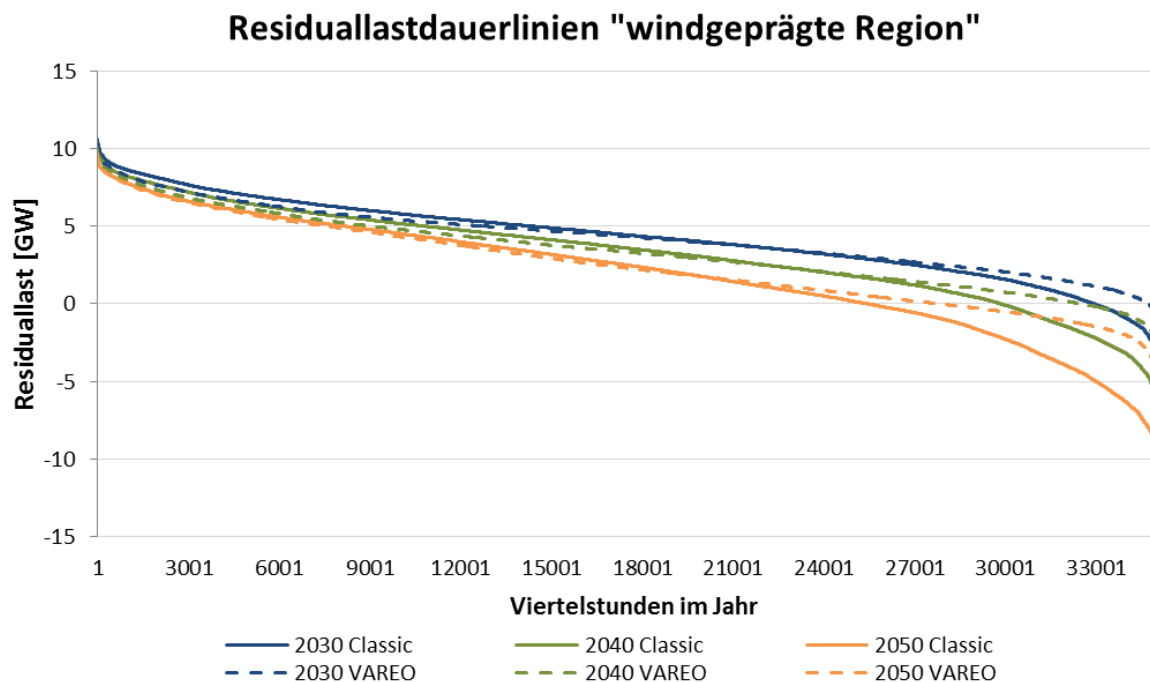


Abbildung 3-10: Unterschiede in den installierten Leistungen zwischen den Classic und VAREO-Szenarien in MW für die windgeprägten Untersuchungsregion.

Negative Residuallasten, also erneuerbare Stromerzeugung, welche die momentane Last übersteigt („Stromüberschüsse“) und über Stromspeicher genutzt werden können, nehmen mit steigenden EE-Anteilen über die Szenariojahre 2030, 2040 und 2050 in beiden Untersuchungsregionen progressiv zu sowohl hinsichtlich der maximalen Leistungsüberschüsse als auch in der Summe über den einjährigen Verlauf der Zeitreihe. In der Differenzierung der Classic- gegenüber den VAREO-Szenarien wird hierbei ein signifikanter Unterschied in der Höhe der Summe der negativen Residuallasten erreicht. Zu Grunde liegen dabei jeweils identische EE-Anteile der in AP 1 erstellen Szenarien, welche noch keine Modellierung flexibler Erzeugung und Speicherung (AP 4) beinhalten. Abbildung 3-12 und Abbildung 3-13 stellen dies getrennt für die windgeprägte Region und für die sonnengeprägte Region dar.

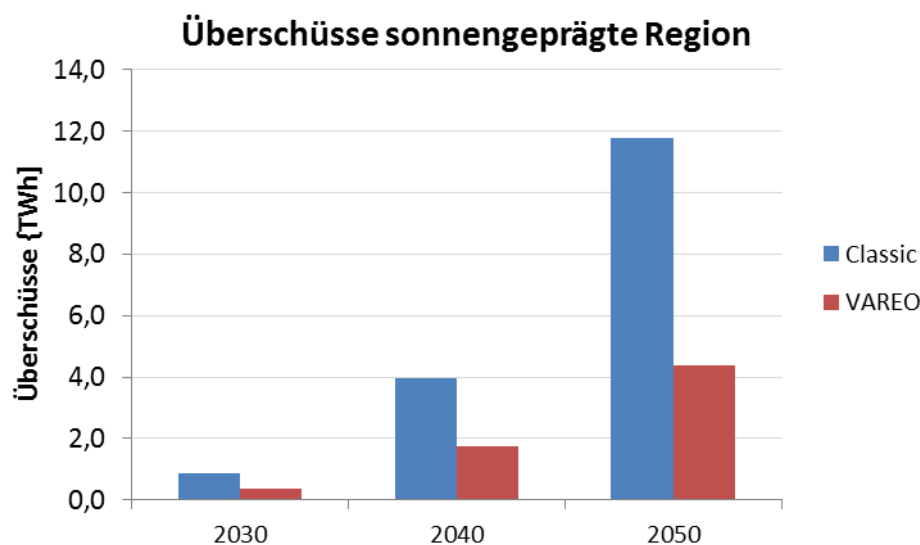


Abbildung 3-12: Summe der negativen Residuallast für 2030, 2040 und 2050 für die sonnengeprägte Untersuchungsregion.

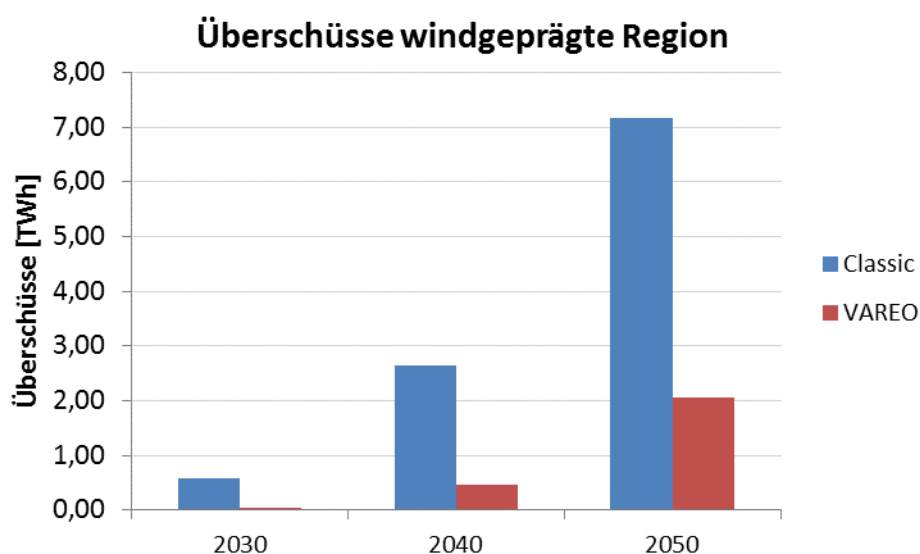


Abbildung 3-13: Summe der negativen Residuallast für 2030, 2040 und 2050 für die windgeprägte Untersuchungsregion.

Ebenfalls hervorzuheben ist, dass die stärker auf die Erzeugung durch Solarenergie geprägte Region absolut höhere negative Residuallasten aufweist als die windgeprägte Untersuchungsregion, und dies obwohl der Stromverbrauch in der sonnengeprägten Untersuchungsregion deutlich niedriger ist (vergleiche hierzu auch Abbildung 3-12). Dies deutet auf erhebliche Unterschiede hinsichtlich der Ausgleichsbedarfe über Speicher und flexible Erzeugungsanlagen hin, die zwischen beiden Untersuchungsregionen und damit auch den beiden unterschiedlichen Erzeugungskapazitäten in den verschiedenen Szenarien bestehen.

Die in diesem Kapitel vorgestellten Zwischenergebnisse wurden zusammen mit den jeweils erstellten Zeitreihendaten in der weiteren Modellierung der zwölf erstellten Szenarien eingespeist, um die in der Projektbeschreibung gestellten Fragestellungen zu beantworten.

3.3 Beantwortung der Leitfragen

Die eingangs des Kapitels gestellten Leitfragen konnten im Verlauf der Projektarbeit beantwortet werden, indem durch den beschriebenen Ansatz ein konsistenter Rahmen für zwölf Szenarien entwickelt wurde, der es ermöglicht, die wesentlichen Aspekte der Aufgabenstellung des Forschungsprojektes zu beantworten. Dabei sind drei unterschiedliche Stützjahre für die Szenarien in 2030, 2040 und 2050 mit jeweils unterschiedlichen EE-Anteilen am Stromverbrauch erstellt worden. Zwei unterschiedliche Untersuchungsregionen mit unterschiedlichem Erzeugungspark und Erzeugungskapazitäten wurden ebenfalls abgebildet, sowie der Effekt eines Erzeugungsmixes analog dem NEP 2012 als auch eines optimierten Erzeugungsparks auf Basis von Wind- und Solarenergieanlagen sowie deren systemfreundliche Anlagenauslegung berücksichtigt worden. Auf Basis der erstellten Zeitreihen konnten die unterschiedlichen Ausgleichsbedarfe und Überschussstrommengen sowie deren zeitliche Verteilung in den verschiedenen Szenarien abgeschätzt werden. Die unterschiedlichen Effekte eines durch Wind- bzw. Solarenergie dominierten Erzeugungssystems auf die Ausgleichsbedarfe, insbesondere im zeitlichen Verlauf, konnte herausgearbeitet werden und ist in den nachfolgenden Kapiteln 5 und 7 noch näher betrachtet. Als Zwischenfazit dieses Kapitels konnte die Option eines optimierten Erzeugungsmixes sowie systemfreundlicher Anlagenauslegung hinsichtlich des Bedarfes an Erzeugungskapazitäten und Überschussstrommengen sowie dem resultierenden Ausgleichsbedarf als deutlich vorteilhaft angesehen werden. Bei sehr hohen EE-Anteilen auf Basis von dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien werden zwar absehbar weiterhin umfangreiche Ausgleichsoptionen wie Stromspeicher oder flexible Bioenergie benötigt, deren Umfang kann jedoch aufgrund reduzierter Ausgleichsbedarfe deutlich sinken.

3.4 Schlussfolgerungen

Mit der Erstellung der Zeitreihendaten, welche anhand der erstellten zwölf Szenarien die Entwicklung unterschiedlicher regionaler Ausbaupfade und EE-Zielanteile am Stromverbrauch abdecken, konnte durch eine Kombination von regional aufgelösten Zeitreihen sowie Daten zur langfristigen Entwicklung des nationalen Stromsystems, ein konsistenter Szenariorahmen für die nachfolgenden Arbeitspakete etabliert werden.

Die sechs Classic-Szenarien orientieren sich dabei an dem EE-Erzeugungsmix von regionalen Ausbaupfaden für Wind- und Solarenergie, wie sie im NEP 2012 für das Jahr 2032 dargestellt werden, wenngleich für die Erreichung der jeweiligen EE-Anteile am Stromverbrauch von den absoluten installierten Leistungen in beiden Untersuchungsregionen abstrahiert werden musste.

Für die Entwicklung der Szenarienjahre 2040 und 2050 mit jeweils einem EE-Anteil von 65 % und 80 % am Stromverbrauch, wurden zudem Entwicklungstrends und Mengengerüste im Falle der Biomasse aus der nationalen Leitstudie 2011 entnommen und mit den regionalen Daten beider Untersuchungsregionen kombiniert.

Die sechs VAREO-Szenarien erreichen mit einem optimierten Erzeugungsmix und optionalen, systemfreundlichen Anlagentechnologien die angestrebten EE-Anteile mit geringeren Gesamtkapazitäten an Wind- und Solarenergieanlagen und weisen zudem einen geringeren Ausgleichsbedarf aufgrund einer niedrigeren Summe an negativer Residuallast über den jeweils betrachteten Zeitraum eines Jahres auf.

4. Biomasse (DBFZ) – AP2

4.1 Leitfragen

1. Welchen Beitrag zur Leistungsbereitstellung (grundlastorientiert und flexibel) können Bioenergieanlagen in den beiden Regelzonen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz und TransNet BW in den Jahren 2030, 2040 und 2050 leisten?

4.2 Methodik

Um heraus zu arbeiten in welchem Umfang Bioenergieanlagen in den beiden Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz und TransnetBW als Flexibilitätsoption zur Verfügung stehen, wurde als Ausgangsdatenbasis zu einen auf die EEG-Stammdaten der Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz Transmission GmbH et al. 2015) zurückgegriffen. Zum anderen wurden Daten aus dem Monitoringvorhaben zum EEG für den Bereich Bioenergie des DBFZ genutzt, um die Stammdaten mit Informationen über Anlagenkennzahlen zu verknüpfen. Als weiterer Input wurden ebenfalls die Annahmen zum Ausbau der erneuerbaren Energien aus dem Arbeitspaket 1 genutzt, dessen Ergebnisse im vorangegangenen Kapitel 2 dargestellt sind. Die Verknüpfung der genannten Eingangsparameter zu einem vereinfachten Modell des Anlagenbestandes sind in Abbildung 4-1 dargestellt, wobei die Datenquellen, deren methodische Zusammenführung und die resultierenden Ergebnisse abgebildet werden.

Als primäre Eingangsgröße aus dem AP1 sind in Tabelle 4-1 die erneuerbaren Strommengen für Bioenergie der Jahre 2030, 2040 sowie 2050 dargestellt. Die Daten für die Jahresscheibe 2030 leiten sich aus dem Netzentwicklungsplan (BNetzA 2012), die Werte für die Jahre 2040 und 2050 aus der Leitstudie (Nitsch et al. 2012b) ab.

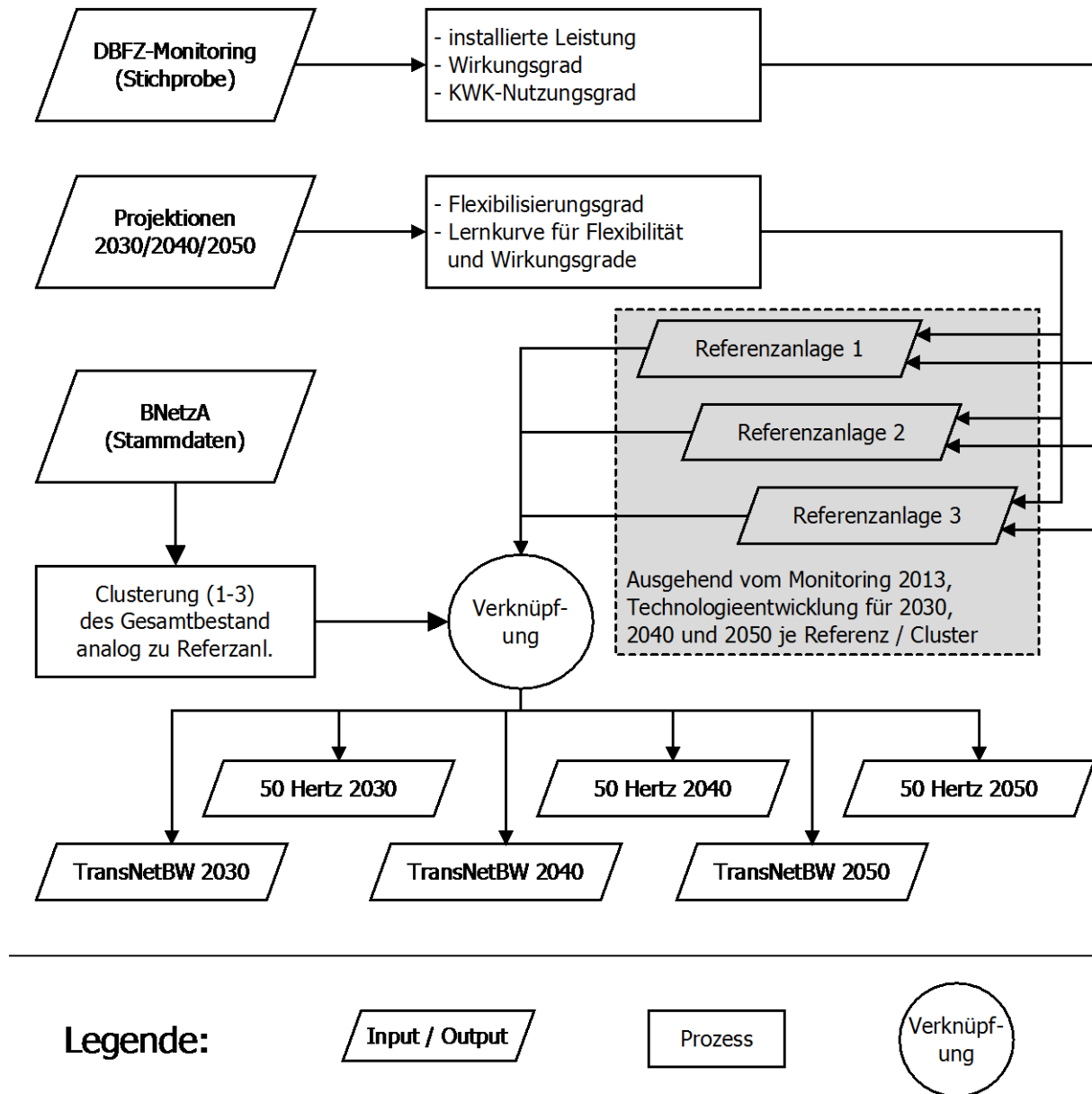


Abbildung 4-1: Methodik zur Ableitung der Potentiale für flexible Bioenergie in den Regelzonen 50 Hertz und TransnetBW für die Zieljahre 2030, 2040, 2050

4.3 Ergebnisse

Der Anlagenbestand wird in drei Cluster unterteilt. Dabei wurden drei Leittechnologien definiert, unter denen in dieser Untersuchung gleichartige Anlagenkonzepte subsumiert werden. Das erste Cluster wird durch die Leittechnologie „Biomethan-BHKW“ repräsentiert. Das zweite Cluster wird durch die Leittechnologie „Biogasanlagen mit Vorort-Verstromung“ und das dritte Cluster durch die dritte Technologiegruppe „Holzheizkraftwerke“ repräsentiert. Die drei repräsentativen Technologiegruppen decken für sich genommen über 91% der heute installierten biomassebasierten Verstromungskapazität innerhalb des Anlagenbestandes der innerhalb des EEG betrieben wird ab. Im Folgenden werden die drei Anlagencluster genauer beschrieben. Um in der späteren Modellierung die Spezifika von Bioenergieanlagen hinreichend genau abzubilden, wurde für die beiden Cluster 2 und 3 angenommen, dass die dort eingesetzten Konversionstechnologien, Biomasse in zwei Konversionsschritten in Strom und Wärme umwandeln. In Abbildung 4-2 ist dazu ein allgemeines Prozessschema dargestellt in dem auch die relevanten Parameter der zwei Konversionsstufen dargestellt sind.

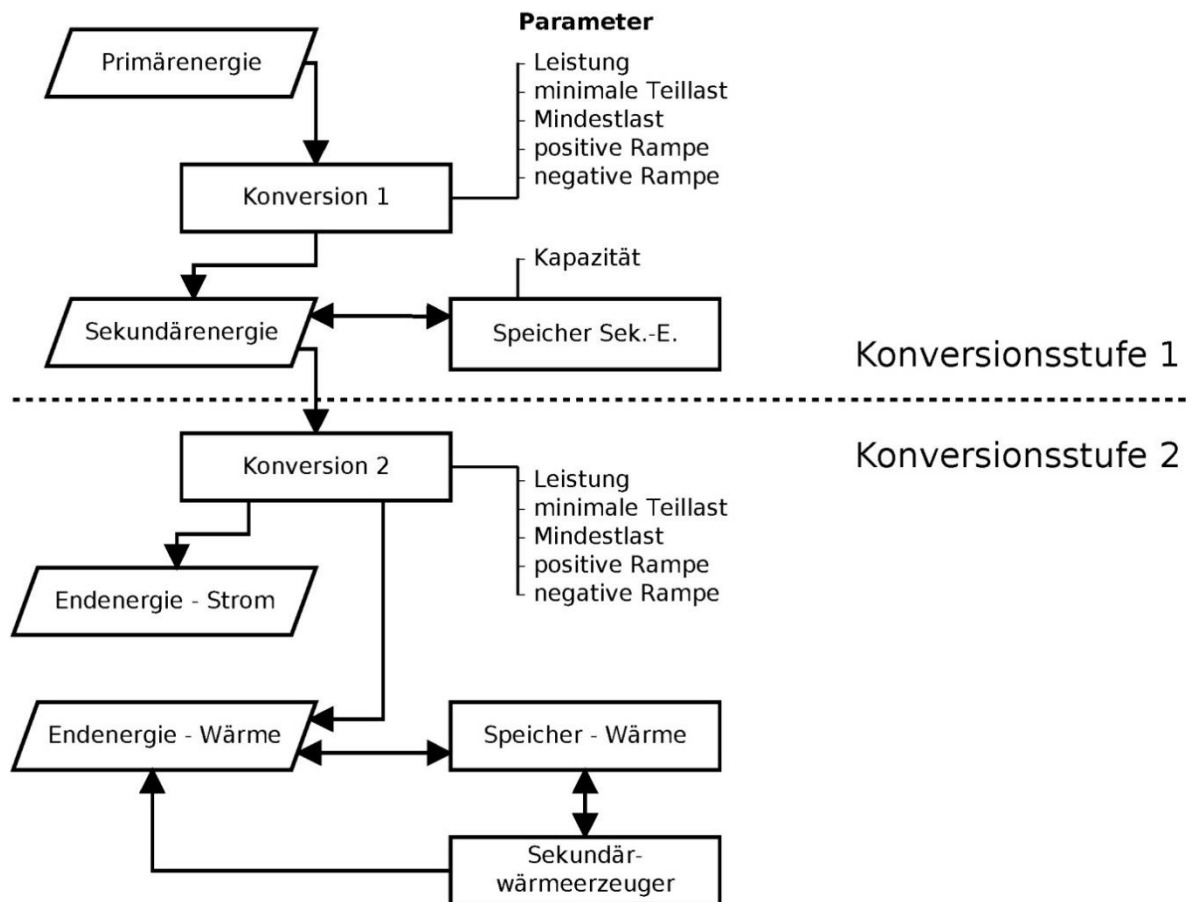


Abbildung 4-2: Allgemeines 2-stufiges Prozessmodell von Bioenergieanlagen mit zwei Konversionsschritten

Ausgehend vom heutigen Anlagenbestand wurde die Zusammensetzung des Anlagenparks in den beiden Regelzonen im Hinblick auf die aktuelle relative Verteilung (Bezugsjahr 2013) der drei beschriebenen Technologiegruppen in den zu betrachtenden Stützjahren 2030, 2040 sowie 2050 beibehalten. Wie in AP 2 dargestellt, wurden eine Ausweitung der Strommenge aus Biomasse in beiden Regelzonen gemäß Netzentwicklungsplan bzw. der Leitstudie unterstellt. Diese Annahme erfolgte im Wissen um die aktuell sehr unattraktiven Förderanreize im EEG, die im Moment nur einen marginalen Anlagenzubau generieren. Dieser Punkt wird in der Diskussion zu diesem Kapitel noch einmal vertiefend aufgegriffen. In Tabelle 4-1 sind die in jeweiligen Strommengen für die drei Stützjahre in den beiden Regelzonen dargestellt.

Tabelle 4-1: Strommengen der 3 Anlagencluster in den beiden Untersuchungsregionen, für das Jahr 2015 sowie die angenommenen Strommengen für die Jahre 2030, 2040 sowie 2050

[TWh]		2013	2030	2040	2050
RZ 50 Hz	Biomethan-BHKW	0,32	0,49	0,51	0,51
	Biogas	6,68	10,24	10,67	10,67
	Holzheizkraftwerk	2,72	4,17	4,34	4,34
RZ TNBW	Biomethan-BHKW	0,16	0,24	0,25	0,25
	Biogas	3,26	4,74	4,94	4,94
	Holzheizkraftwerk	0,91	1,33	1,38	1,38

4.3.1 Anlagencluster #1 Biomethan-BHKW

Das Anlagencluster #1 Biomethan-BHKW umfasst, neben der dort dominierenden Technologiegruppe der Biomethan-BHKW auch noch Pflanzenöl-BHKW, wenngleich diese einen relativ kleinen Anteil in diesem Cluster stellen. Beiden Technologiegruppen ähneln sich in Bezug auf die Fähigkeit flexibel Strom und Wärme bereit zu stellen sehr stark und verfügen analog zu fossilen KWK-Anlagen über einen direkten Brennstoffbezug der kurzfristig nicht limitiert ist. Die Freiheitsgrade für eine flexible Fahrweise sind damit allein durch die technischen Eigenschaften des BHKW determiniert. Wie in Abbildung 4-3 dargestellt, kann weiterhin die zeitlich gebundene Bereitstellung von Wärme die flexible Stromproduktion einschränken, wenn Strom- und Wärmeproduktion nicht entkoppelt werden können (z. B. durch einen Wärmespeicher). Für die Abbildung des Anlagenclusters im GOMES wurde daher angenommen, dass die Anlagen dieser Kategorie im Stundentakt vollständig an- oder abgefahren werden können und keine zeitlichen Begrenzungen für den Betrieb bei maximaler bzw. minimaler Last existieren. Im Gegensatz zu den beiden nachfolgend beschriebenen Clustern kann die Energieumwandlung bei „Biomethan-BHKW“ als einstufiger Prozess wie in Abbildung 4-3 dargestellt werden.

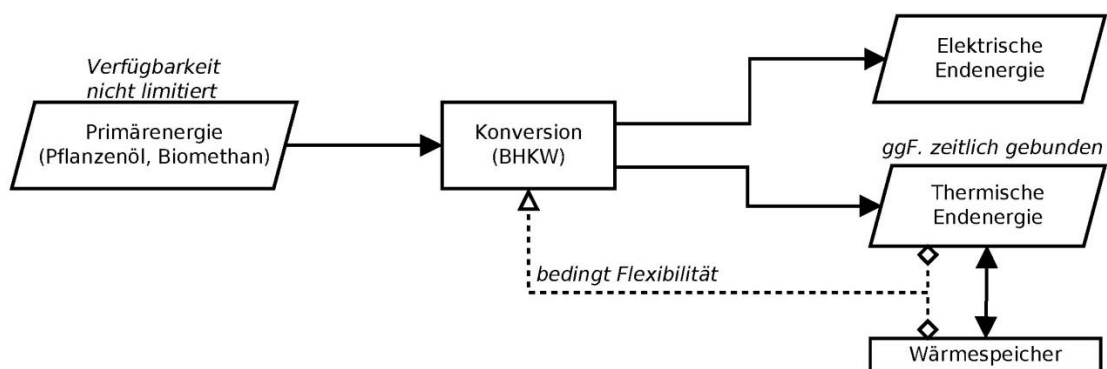


Abbildung 4-3: Vereinfachtes Prozessmodell für das Cluster #1: Biomethan-BHKW

Wie bereits unter 4.3 beschrieben, wurde angenommen, dass sich das Mischungsverhältnis zwischen Biomethan-BHKW und Pflanzenöl-BHKW im Anlagenbestand über den Zeitverlauf nicht verändert. Bei unveränderten Rahmenbedingungen ist es aber relativ wahrscheinlich, dass die Pflanzenöl-BHKW sukzessive an Bedeutung verlieren werden, da seit der EEG-Novelle im Jahr 2012 keine Neuanlagen mehr über das EEG gefördert werden und die Altanlagen nach Ausscheiden aus dem EEG-Vergütungsregime aller Voraussicht nach stillgelegt werden. Für Pflanzenöl-BHKW ist nach derzeitigem Kenntnisstand bei den gegenwärtigen Stromgestehungskosten außerhalb des EEG-Vergütungsregime kein wirtschaftlicher Betrieb möglich. Im Rahmen der Untersuchung wurde um die methodische Konsistenz gegenüber den anderen beiden

Clustern zu wahren angenommen worden, dass dieses Cluster mit einem festen Anteil von Pflanzenöl-BHKW ausgebaut wird und über die im AP 1 aus dem NEP abgeleiteten Zubaukorridore ebenfalls einen Zuwachs an elektrischer Arbeit verzeichnet. Im Zusammenhang mit Annahmen zur Flexibilisierung des Anlagenbestandes steigt darüber hinaus die installierte Leistung überproportional. Insgesamt ergeben sich damit die in Tabelle 4-2 dargestellten Werte für das Gesamtcluster in Bezug auf die jährlich erzeugte elektrische Arbeit sowie die jeweils unflexible und flexible Leistung.

Tabelle 4-2: Parameter für das Cluster #1 "Biomethan-BHKW", zur Übergabe an das GOMES-Modell; W_{el} – elektrische Arbeit, P_{MR} – Must-Run-Leistung der Anlagen die noch unflexiblen betrieben werden, P_{inst} – installierte flexible Leistung

Parameter Cluster	Biomethan-BHKW					
	Jahr	[a]	2013	2030	2040	2050
elektrische Arbeit						
RZ 50Hertz W_{el}	[TWh]		0,32	0,49	0,51	0,51
RZ TransnetBW W_{el}	[TWh]		0,16	0,24	0,25	0,25
unflexible Anlagen						
RZ 50Hertz P_{MR}	[MW]		37	28	15	0
RZ TransnetBW P_{MR}	[MW]		19	13	7	0
flexible Anlagen						
RZ 50Hertz P_{inst}	[MW]		0	48	126	235
RZ TransnetBW P_{inst}	[MW]		0	23	60	112

Weiterhin sind in Tabelle 4-3 für die Referenzanlagen des Clusters „Biomethan-BHKW“ die Kennzahlen dargestellt. Es wird dabei wie auch in den nachfolgend beschriebenen Clustern #2 und #3 davon ausgegangen, dass die Anlagen jeweils die Bemessungsleistung relativ konstant halten und damit je Anlage eine gleichbleibende Strommenge generiert wird. In der Folge kommt es zur Ausweitung der Stromproduktion wie oben dargestellt durch einen Zubau von Anlagen.

Tabelle 4-3: Parametrisierung der Referenzanlage für das Cluster #1 „Biomethan-BHKW“, zur Übergabe an das GOMES-Modell; P_{rated} – Bemessungsleistung, P_{inst} – installierte Leistung, P_{min} – Minimallast, m_{p+} – positiver Leistungsgradient der Stromerzeugung, m_{p-} – negativer Leistungsgradient der Stromerzeugung, vbh – Vollbenutzungsstunden, Q_p – Leistungsquotient

Referenzanlage		Biomethan-BHKW			
Jahr	[a]	2013	2030	2040	2050
P_{rated}	[kW]	167	175	175	175
P_{inst}	[kW]	288	300	500	700
P_{min}	[1*n ⁻¹]	0,60	0,50	0,35	0,10
m_{p+}	[1*n ⁻¹ *min ⁻¹]	0,20	0,20	0,40	0,60
m_{p-}	[1*n ⁻¹ *min ⁻¹]	0,50	0,50	0,75	1,00
vbh	[h]	5.080	5.110	3.066	2.190
Q_p	--	1,72	1,71	2,86	4,00

Da für die Simulation des Betriebsverhaltens der Anlagen im GOMES-Modell vor allem die Reaktionsgeschwindigkeit der Anlagen sowie deren Regelbreite relevant sind, werden in Tabelle

4-3 die Entwicklungen der flexibilitätsbestimmenden Parameter die drei gewählten Stützjahren dargestellt. Alle Kennzahlen wurden geschätzt und einer Plausibilitätsprüfung unterzogen. Die Plausibilitätsprüfung erfolgte aber ausschließlich vor dem Hintergrund, dass ein Parameterset in sich konsistent schlüssig ist.

4.3.2 Anlagencluster #2 Biogasanlagen

Das Anlagencluster #2 Biogasanlagen setzt sich aus folgenden Technologiegruppen zusammen, die sich aus im EEG differenzierbaren Anlagenkategorien ableiten lassen: „Güllekleinanlage“, „NawaRo-Biogasanlage“ „Abfallbiogasanlage“ und kombinierte „Holzvergaser-BHKW“-Anlagen. Alle Technologiegruppen des Clusters sind durch einen zweistufigen Konversionsprozess gekennzeichnet. In der ersten Stufe erfolgt die Primärkonversion der Biomasse in ein brennbares Gas durch anaerobe Fermentation bei der Biogaserzeugung und durch pyrolytische Vergasung im Falle von Holzvergaseranlagen. Das Gas kann bei Biogasanlagen in einem Gasspeicher zwischengespeichert werden. Die zweite Konversionsstufe bildet für alle Technologiegruppen die Strom- und Wärmeerzeugung aus dem erzeugten Brenngas in einem BHKW. Da die Gasproduktion sowohl für die fermentative als auch für die pyrolytische Verfahrensweise nur in bestimmten Grenzen modulierbar ist, unterliegt auch die nachgelagerte Strom- und Wärmeerzeugung über das BHKW gewissen Einschränkungen. Der Gasspeicher kann hierbei einen Ausgleich zwischen den Ungleichzeitigkeiten der Gasproduktion und Gasverwertung durch das BHKW leisten. Für das Cluster #2 wurden im GOMES-Modell für die zu untersuchenden Jahre 2030, 2040 und 2050 verschiedene flexibilitätsbestimmende Parameter angenommen, die in Abbildung 4-4 dargestellt sind.

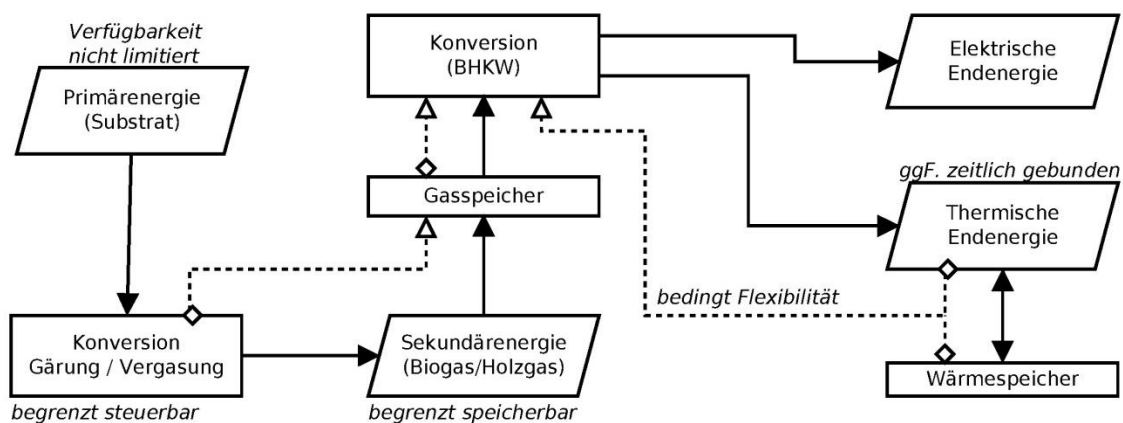


Abbildung 4-4: Vereinfachtes Prozessmodell für das Cluster #2: Biogasanlage

Die Ableitung der für das GOMES-Modell erforderlichen Kennzahlen für das Gesamtcluster erfolgte analog zum Cluster #1 auf Basis der in AP 2 definierten Gesamtstrommengen und einer Verrechnung mit den Annahmen zur Entwicklung für die Referenzanlage. Für das Cluster der Biogasanlagen wird angenommen, dass bis zum Jahr 2050 eine stufenweise, aber vollständige Umstellung auf einen flexiblen Anlagenbetrieb erfolgt. Entsprechend sinkt zum einen die Must-Run-Leistung dieses Clusters kontinuierlich, und andererseits nimmt die installierte Gesamtleistung stetig zu. Ein Grund hierfür ist, dass unterstellt wird, dass die Anlagen im Zeitverlauf immer stärker überbaut werden.

Tabelle 4-4: Parameter für das Cluster #2 "Biogasanlage", zur Übergabe an das GOMES-Modell; W_{el} – elektrische Arbeit, P_{MR} – Must-Run-Leistung der Anlagen die noch unflexiblen betrieben werden, P_{inst} – installierte flexible Leistung

Parameter Cluster	Biogasanlage					
	Jahr	[a]	2013	2030	2040	2050
elektrische Arbeit						
RZ 50Hertz W_{el}	[TWh]		6,68	10,24	10,67	10,67
RZ TransnetBW W_{el}	[TWh]		3,26	4,74	4,94	4,94
unflexible Anlagen						
RZ 50Hertz P_{MR}	[MW]		762	584	305	0
RZ TransnetBW P_{MR}	[MW]		372	270	141	0
flexible Anlagen						
RZ 50Hertz P_{inst}	[MW]		0	1.240	2.907	5.169
RZ TransnetBW P_{inst}	[MW]		0	574	1.345	2.392

In Tabelle 4-5 sind die für die Modellierung in GOMES relevanten Kennzahlen einer Referenzanlage des Clusters #2 „Biogasanlage“ dargestellt. Wie für das Cluster #2 „Biomethan-BHKW“ wurden die Kennzahlen geschätzt und plausibilisiert. Ergänzend zu den für das Cluster #1 aufgeführten Kennzahlen wurde hier zusätzlich eine Abschätzung dazu vorgenommen in welchem Umfang sich die Gasspeicherkapazitäten für das erzeugte Rohbiogas entwickeln. Es wurde dabei unterstellt, dass eine Ausweitung der Verstromungskapazitäten auch mit einer Ausweitung der Gasspeicherkapazität einhergehen muss, da ansonsten das Potential einer erhöhten Überbauung im Betrieb nicht ausgeschöpft werden kann. Ob die dargestellten Speicherkapazitäten technologisch noch als Doppelmembranspeicher in Form von Fermenterabdeckungen zu realisieren sind, wurde nicht geprüft.

Tabelle 4-5: Parametrisierung der Referenzanlage für das Cluster #2 Biogasanlage mit Vorort-Verstromung, P_{rated} – Bemessungsleistung, P_{inst} – installierte Leistung, P_{min} – Minimallast, m_{p+} – positiver Leistungsgradient der Stromerzeugung, m_{p-} – negativer Leistungsgradient der Stromerzeugung, C_{gs} – Gasspeicherkapazität, vbh – Vollbenutzungsstunden, Q_p – Leistungsquotient

Referenzanlage		Biogasanlage			
Jahr	[a]	2013	2030	2040	2050
P_{rated}	[kW]	331	330	330	330
P_{inst}	[kW]	434	700	1.050	1.400
P_{min}	[1*n ⁻¹]	0,60	0,50	0,40	0,30
m_{p+}	[1*n ⁻¹ *min ⁻¹]	0,20	0,20	0,40	0,60
m_{p-}	[1*n ⁻¹ *min ⁻¹]	0,50	0,50	0,75	1,00
C_{gs}	[MWh]	1,32	2,64	3,96	5,28
vbh	[h]	6.681	4.130	2.753	2.065
Q_p	--	1,31	2,12	3,18	4,24

4.3.3 Anlagencluster #3 Holzheizkraftwerke

Das Anlagencluster #3 „Holzheizkraftwerke“ setzt sich im realen Anlagenbestand aus zwei Technologiegruppen zusammen, die technologisch beide auf Kreisprozessen basieren. Im Detail wären das Kondensationskraftwerke mit Wasserdampfkreislauf, die in der Regel im Leistungsbereich oberhalb von 2,5 MW angesiedelt sind. Diese Technologiegruppe ist auch die Referenz-

technologie für dieses Cluster. Im kleineren Leistungsbereich sind vor allem Kraftwerke mit Organic-Rankine-Cycle vertreten, die aber thermodynamisch auf ähnlichen Prinzipien beruhen und daher nicht separat gruppiert werden. Grundsätzlich handelt es sich bei Holzheizkraftwerken wie bei Biogasanlagen auch um zweistufige Konversionsprozesse, wobei hier wie in Abbildung 4-5 dargestellt, Dampf als intermediärer Energieträger fungiert.

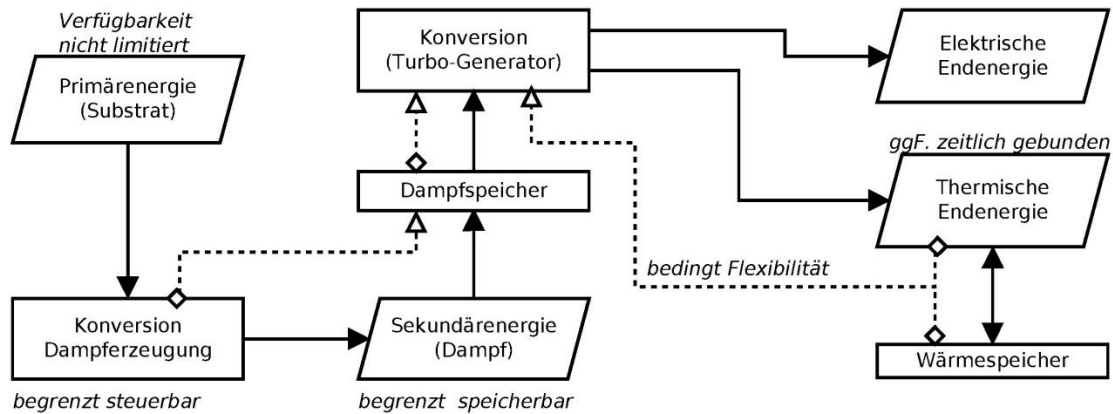


Abbildung 4-5: Vereinfachtes Prozessmodell für das Cluster #3: Holzheizkraftwerk

Wie schon für die beiden anderen Cluster wurde auch für das Cluster #3 „Holzheizkraftwerke“, ausgehend von den in AP 2 definierten jährlichen Gesamtstrommengen je Regelzone, die elektrische Arbeit, sowie in Verbindung mit den Annahmen zur Flexibilisierung dieser Anlagen der unflexible und flexible Leistungsanteil für das Gesamtcluster ausgewiesen. Die dazu in Tabelle 4-6 dargestellten Leistungsangaben beruhen auf der Annahme, dass auch im Jahr 2050 ein Teil der Anlagen unflexibel in Grundlastfahrweise, gegebenenfalls mit saisonaler Variabilität, betrieben wird. Hintergrund für diese Annahme ist, dass die Flexibilisierung von Holzheizkraftwerken aus technischer Sicht eine größere Herausforderung darstellt, als das bei Biogasanlagen der Fall ist (Hoffstede et al. 2016).

Tabelle 4-6: Parameter für das Cluster #3 "Holzheizkraftwerk", zur Übergabe an das GOMES-Modell; W_{el} – elektrische Arbeit, P_{MR} – Must-Run-Leistung der Anlagen die noch unflexiblen betrieben werden, P_{inst} – installierte flexible Leistung

Parameter Cluster	Holzheizkraftwerk					
	Jahr	[a]	2013	2030	2040	2050
elektrische Arbeit						
RZ 50Hertz W_{el}	[TWh]		2,72	4,17	4,34	4,34
RZ TransnetBW W_{el}	[TWh]		0,91	1,33	1,38	1,38
unflexible Anlagen						
RZ 50Hertz P_{MR}	[MW]		310	285	198	99
RZ TransnetBW P_{MR}	[MW]		104	91	63	32
flexible Anlagen						
RZ 50Hertz P_{inst}	[MW]		0	362	714	1.190
RZ TransnetBW P_{inst}	[MW]		0	115	227	379

Die annahmebasierte Festlegung von Kennzahlen für die Referenzanlage erfolgte unter der Annahme, dass die Anlagen zwar schwieriger zu flexibilisieren sind, der Teil der Anlagen der flexibilisiert wird, aber durchaus ein Stück weit auf eine bedarfsgerechte Produktion hin angepasst werden kann. Die in Tabelle 4-7 dargestellten Kennzahlen für die Reaktionsgeschwindigkeit, die Regelbreite sowie für den Grad der Überbauung, liegen daher in den einzelnen Jahren jeweils auch unterhalb der Kennzahlen für Biogasanlagen. Als

Speicheroption für den Sekundärenergieträger Dampf, wurde angenommen, dass die Anlagen Dampfspeicher installieren, die heute nicht Stand der Technik sind, aber im Pilotmaßstab zur Verfügung stehen und technologisch im Bestand eingeführt werden können. Auch für die Abschätzung von Speicherkapazitäten wurden etwas konservativere Annahmen getroffen als bei den Biogasanlagen.

Tabelle 4-7: Parametrisierung der Referenzanlage für das Cluster #3 Holzheizkraftwerk, P_{rated} – Bemessungsleistung, P_{inst} – installierte Leistung, P_{min} – Minimallast, m_{p+} – positiver Leistungsgradient der Stromerzeugung, m_{p-} – negativer Leistungsgradient der Stromerzeugung, C_{ss} – Dampfspeicherkapazität, v_{bh} – Vollbenutzungsstunden, Q_{p} – Leistungsquotient

Referenzanlage		Holzheizkraftwerk			
Jahr	[a]	2013	2030	2040	2050
P_{rated}	[kW]	2.497	2.500	2.500	2.500
P_{inst}	[kW]	4.599	4.750	6.000	7.500
P_{min}	[1*n ⁻¹]	0,80	0,70	0,60	0,50
m_{p+}	[1*n ⁻¹ *min ⁻¹]	0,07	0,10	0,20	0,40
m_{p-}	[1*n ⁻¹ *min ⁻¹]	0,07	0,10	0,20	0,40
v_{bh}	[h]	4.756	4.611	3.650	2.920
C_{ss}	[MWh]	0,00	7,50	10,00	15,00
Q_{p}	--	1,84	1,90	2,40	3,00

4.4 Schlussfolgerungen

In Bezug auf die beiden untersuchten Regelzonen können Bioenergieanlagen in den Jahren 2030, 2040 und 2050 wachsende Beiträge zur Bereitstellung steuerbarer Erzeugungsleistung und damit flexibler Arbeit leisten. Unter den hier zugrunde gelegten Annahmen, dass der Anlagenbestand zum einen schrittweise von unflexiblen in flexible Anlagen überführt wird und die Flexibilisierung für sich genommen mit den Jahren eine immer stärkere Ausprägung erfährt, können die aufgestellten Cluster als bedeutende Flexibilitätsoptionen betrachtet werden. Voraussetzung ist allerdings, dass das Anlagenportfolio bis in den betrachteten Stützjahren auch auf die im NEP dargestellten Ausbaupfade ausgebaut wird. Mit den aktuellen Ausbaukorridoren des EEG 2017 und einer unterstellten Fortschreibung ist eher mit einem mittel- bis langfristig abnehmenden Anlagenbestand zu rechnen, so dass unter diesen Annahmen der Beitrag der Bioenergieanlagen entsprechend kleiner ausfällt.

Weiterhin ist zu beachten, dass die Technologien, wie oben im Einzelnen dargestellt, in sehr unterschiedlichem Maße dazu geeignet sind, flexibel betrieben zu werden. Die in dieser Studie dargestellten sehr optimistischen Annahmen zur Flexibilisierbarkeit von Bioenergieanlagen ist daher als sehr progressives Szenario zu betrachten, da zum Beispiel für Holzheizkraftwerke die Installation von Dampfspeichern vorgesehen ist. Diese sind heute nicht Stand der Technik in den Anlagen und es ist derzeit auch schwierig abschätzbar, ob diese zusätzlichen technischen Einrichtungen sich zukünftig für einen flexiblen Betrieb auch ökonomisch darstellen lassen. Kurz zusammengefasst sind Biomethan-BHKW aus technischer Sicht am einfachsten zu flexibilisieren, Biogasanlagen je nach Anlagenkonzept mit moderatem Aufwand und Holzheizkraftwerke sind in der Flexibilisierung sehr anspruchsvoll.

5. Speicheroptionen und -portfolien (UMSICHT) – AP 3

5.1 Relevante Speicheroptionen

Im Rahmen dieser Studie wurden aufgrund des in Abschnitt 2.2 beschriebenen Untersuchungsziels und der angewendeten Methodik in den Kapiteln 3 und 7 bestimmte Speichertechnologien ausgewählt. Es handelt sich dabei um Kurzfrist- (< 1 h) und Mittelfristspeicher (8 h – 3 d). Systeme zur Bereitstellung von Netzdienstleistungen und zusätzliche Verbraucher wie z. B. PtX wurden nicht explizit betrachtet, da sie eines langfristigen Optimierungshorizonts innerhalb der Einsatzoptimierung bedürfen. Dieser langfristige Optimierungshorizont führt zu einer nicht praktikablen Berechnungsdauer für die einzelnen Simulationsläufe. Die für PtX zur Verfügung stehende Energiemenge wird jedoch in 6.5 Kapitel 7 ausgewiesen.

5.2 Leitfragen

Das Kapitel 5 zielt auf die Erstellung von Speicherportfolien ab, die in Abschnitt 6.5 in der Einsatzoptimierung berücksichtigt werden. Um diese Portfolien zu erstellen, ist folgende Frage zu beantworten:

1. Wie lassen sich die Speichertechnologien vor dem Hintergrund technischer, ökonomischer und ökologischer Restriktionen priorisieren?
2. Um eine möglichst objektive Bewertung bzw. Priorisierung der unterschiedlichen Technologien zu ermöglichen wird u. a. die Analytische Hierarchie Methode (Saaty 2008b) adaptiert und im Folgenden näher erläutert.

5.3 Methodik

Die Methodik zur Erstellung der Speichertechnologien teilt sich in drei Abschnitte: Identifikation und Recherche relevanter Speichertechnologien und Bewertungsparameter, Analyse der Residuallastgänge zur Ableitung der Anforderungen und Bildung von Speicherportfolien.

5.3.1 Identifikation und Recherche relevanter Speichertechnologien und Bewertungsparameter

Die Szenarienberechnungen zur Entwicklung des Stromsystems (s. Kapitel 3) liefern als ein Ergebnis Residuallastgänge in 15 min-Zeitschritten. Gemäß dieser zeitlichen Auflösung in Verbindung mit der Aufgabenstellung sind Speichertechnologien wie bspw. Schwungräder oder Kondensatoren, die vorwiegend Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen, nicht relevant. Weiterhin wurde in Abstimmung mit den Projektpartnern festgelegt, dass Technologien wie bspw. PtH oder PtG, die in erster Linie zusätzliche Verbraucher darstellen, nicht explizit berücksichtigt werden (s. Kapitel 5.1). In Kapitel 7 werden PtX-Technologien jedoch implizit berücksichtigt. Als relevant wurden die folgenden Speichertechnologien identifiziert: Blei-, Lithium-, und Nickelbasierte Kurzfristspeichersysteme und Druckluftspeicher, Pumpspeicher, Hochtemperatur-Batterien sowie Redox-Flow-Systeme als Mittelfristspeicher. Die Technologien wurden aus Gründen der Handhabbarkeit und grundsätzlich vergleichbaren Kennwerte nicht weiter differenziert.

Um eine Priorisierung der Technologien untereinander durchzuführen, müssen zusätzlich dafür geeignete Parameter identifiziert werden. Im Rahmen eines projektinternen Workshops aller Partner wurden folgende Parameter festgelegt:

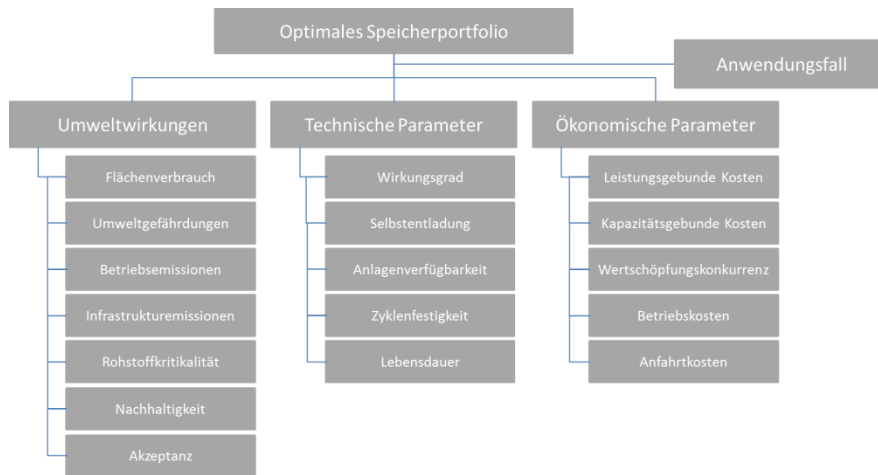


Abbildung 5-1: Relevante Parameter für die Bewertung der Speichertechnologien

Entsprechend Abbildung 5-1 wurde für die einzelnen Energiespeicher eine Kurzcharakterisierung erstellt. Die Kurzcharakterisierung enthält relevante Informationen zu den jeweiligen Speichertechnologien und ist nachfolgend beispielhaft für Kurzfristspeicher 2030 in der Tabelle 5-1 dargestellt. Die weiteren Eingangsparameter sind im Anhang zu finden.

Tabelle 5-1: AHP Eingangsparameter der Kurzfristspeicher für die 2030er Szenarien (Sabihuddin et al. 2015; Fraunhofer UMSICHT und Fraunhofer IWES 2014b; Durand et al. 2013; Nair und Garimella 2010; Batke et al. 2013; Stürzl 2015).

	2030		
	Bleisäure-Batterie	Lithium-Ionen-Batterie	Nickelbasierte Batterie
Technische Parameter			
Wirkungsgrad [%]	75	90	70
Selbstentladung	4	4	1
Anlagenverfügbarkeit	4	5	5
Zyklusfestigkeit	2	3	2
Lebensdauer [a]	15	20	10
Ökonomische Parameter			
Leistungsgebundene Kosten [€/kW]	52	118	97
Kapazitätsgebundene Kosten [€/kWh]	104	26	123
Wertschöpfungskonkurrenz	5	5	5
Betriebskosten [€/(kW*a)]	22	19	22
Anfahrtkosten [€/MW]	1	1	1
Umweltwirkungen			
Flächenverbrauch	5	5	5
Umweltgefährdungen	3	3	2
Betriebsemissionen [kg CO ₂ e/kW e]	0,1859	0,0620	0,2390
Infrastrukturemissionen [kg CO ₂ e/kW]	2	5	3
Rohstoffkritikalität	5	3	3
Nachhaltigkeit	5	3	2
Akzeptanz	5	4	3

Für einige Parameter wurde anstatt absoluter Werte im Rahmen eines Workshops der Projektpartner eine qualitative Einschätzung getroffen, da sie in der Regel von Anlage zu Anlage relativ stark variieren oder nicht in absoluten Werten zu fassen sind. Die Bedeutungen der in Tabelle 5-1 gegebenen qualitativen Einschätzung können der Tabelle 5-2 entnommen werden. An einigen Stellen mussten auch Annahmen durch die Projektpartner getroffen werden, da nicht alle Parameter bzw. Werte aus der Literatur entnommen werden konnten. Insbesondere in Bezug auf die Entwicklung der spezifischen Kosten sind belastbare Quellen rar. Wie in (Fraunhofer UMSICHT und Fraunhofer IWES 2014a)

dargestellt, gibt es zahlreiche Veröffentlichungen zu diesem Thema, welche allerdings aufgrund der zumeist fehlenden Transparenz nicht vergleichbar sind.

Tabelle 5-2: Bedeutung der qualitativen Einschätzung ausgewählter Eingangsparameter des AHP

Bewertung	1	2	3	4	5
Selbstentladung in %/Monat	> 20	10 - 20	5 - 10	1 - 5	< 1
Anlagenverfügbarkeit	sehr niedrig	niedrig	mittel	hoch	sehr hoch
Zyklusfestigkeit	< 1000	1000 - 5000	>5000 - 10000	>10000 - 30000	> 30000
Wertschöpfungskonkurrenz	sehr hoch	hoch	mittel	gering	keine
Flächenverbrauch	sehr hoch	hoch	mittel	niedrig	sehr niedrig
Umweltgefährdungen	sehr hoch	hoch	mittel	niedrig	sehr niedrig
Rohstoffkritikalität	sehr hoch	hoch	mittel	niedrig	sehr niedrig
Nachhaltigkeit	sehr niedrig	niedrig	mittel	hoch	sehr hoch
Akzeptanz	sehr niedrig	niedrig	mittel	hoch	sehr hoch

5.3.2 Analyse der Residuallastgänge zur Ableitung der Anforderungen

Ein wesentlicher Schritt zur Erstellung von Speicherportfolien ist die Ermittlung der Anforderungen an die Speichertechnologien. Diese Anforderungen ergeben sich aus den in Abschnitt 3.2.2 erstellten Residuallastzeitreihen für die betrachteten Szenarien. Auf Basis der Classic-Szenarien wurden für die beiden Regionen und die jeweiligen Zeitschritte die Anforderungen an die Speichertechnologien bestimmt. Dazu wurden die Residuallastgänge mit der Prämisse analysiert, dass möglichst die gesamte zum Einspeichern zur Verfügung stehende Energie genutzt wird. Um dies zu gewährleisten, wurden die Abschnitte negativer Residuallast hinsichtlich Dauer, maximaler und durchschnittlicher Leistung und ihrer Auftrittshäufigkeit ausgewertet. Die Analyse ergab sowohl für die Kurz- als auch für die Mittelfristspeicherfälle eine Abweichung um ca. das Zehnfache zwischen maximaler und durchschnittlicher Leistung während der Phasen negativer Residuallast. Aufgrund der Maßgabe, möglichst die gesamte negative Residuallast einspeichern zu können, wurde die maximale Leistung der Kurz- und Mittelfristspeicher als Kriterium zur Portfolioauslegung ausgewählt. Erste Testläufe der Einsatzoptimierung zeigten, dass die maximale Leistung ein geeignetes Kriterium ist. So wird gewährleistet, dass trotz des unterstellten Verhältnisses von Leistung zu Kapazität von 1:1 für Kurzfristspeicher bzw. 1:4 für Mittelfristspeicher ausreichend Speicherkapazität vorhanden ist, um die negative Residuallast einzuspeichern. Die benötigte Einspeicherleistung je Speichertechnologie ist in Tabelle 5-4 im Abschnitt 5.4 wiedergegeben.

Um den Effekt kleiner dimensionierter Speicherportfolien auf die zu erreichenden EE-Anteile zu bewerten, wurde in Abschnitt 7 im Rahmen der Einsatzoptimierung eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt.

5.3.3 Bildung von Speicherportfolien

Zur Bildung der Portfolien werden die relevanten Technologien gemäß der Anwendung als Kurz- bzw. Mittelfristspeicher anteilig auf die benötigte Speicherleistung verteilt. Um die Anteile der jeweiligen Speichertechnologie am Portfolio festzulegen wird eine Methode, die üblicherweise zur Entscheidungsfindung eingesetzt wird, adaptiert. Es handelt sich dabei um den analytischen Hierarchieprozess (AHP) (Saaty 2008a). Der AHP wird grundsätzlich in sechs Schritte unterteilt (Brinkmeyer und Müller 1994):

1. Darstellung des Entscheidungsproblems als Hierarchie aus Zielkriterien und Alternativen
2. Paarweise Bewertung von Kriterien und Alternativen
3. Synthese der Bewertungen zu Prioritäten für Kriterien und Alternativen
4. Überprüfung der Konsistenz der Bewertungen
5. Interpretation der Ergebnisse
6. Sensitivitätsanalyse der Ergebnisse

Mithilfe des AHP werden die in Abbildung 5-1 gezeigten Parameter und Kategorien gegeneinander gewichtet. Die Gewichtung der Parameter erfolgt in zwei Schritten jeweils mithilfe

von Paarvergleichen. Zunächst werden die einzelnen Parameter jeder Kategorie gegeneinander und dann die Kategorien untereinander verglichen. So wird deutlich, welche Parameter für die Anwendungsfälle ausschlaggebend sind. Die Kriterien werden gemäß Tabelle 5-3 paarweise bewertet.

Tabelle 5-3: Punkte Skala nach Saaty für die Paarvergleiche (Saaty 2008b; Brinkmeyer und Müller 1994)

Skalenwert	semantische Skala
1	beide verglichenen Elemente haben die gleiche Bedeutung für das nächsthöhere Element
3	etwas größere Bedeutung eines Elements im Vergleich zu einem anderen
5	erheblich größere Bedeutung eines Elements im Vergleich zu einem anderen
7	Die sehr viel größere Bedeutung eines Elements hat sich in der Vergangenheit klar gezeigt.
9	Es handelt sich um den größtmöglichen Bedeutungsunterschied zwischen zwei Elementen.
2, 4, 6, 8	Zwischenwerte, falls obige Einteilungen nicht zutreffen

Diese Paarvergleiche wurden im Rahmen eines Workshops während eines Projekttreffens durchgeführt. Die Paarvergleiche liefern Paarvergleichsmatrizen, welche mithilfe der Eigenvektormethode (Saaty 2008a) normiert und auf Konsistenz geprüft werden. Die Normierung der Paarvergleichsmatrizen liefert zudem die Priorität des Kriteriums innerhalb der Kategorie (lokale Gewichtung) und lässt sich mit den Prioritäten der Kategorien zu globalen Prioritäten bzw. Gewichtungen aggregieren. Abbildung 5-2 und Abbildung 5-3 zeigen die auf Konsistenz geprüften Ergebnisse der normierten Paarvergleiche. Die ausschlaggebenden Parameter sind sowohl bei den Kurzfristspeichern als auch bei Mittelfristspeichern die Zyklensfestigkeit, der Wirkungsgrad sowie die leistungs- bzw. kapazitätsgebundenen Kosten.

Bewertungsgewichte Kurzfristspeicher								
SWOT-Kategorie	GLOBAL		SWOT-Kategorie	GLOBAL		SWOT-Kategorie	GLOBAL	
UMWELTWIRKUNGEN		LOKAL	TECHNISCHE PARAMETER		LOKAL	ÖKONOMISCHE PARAMETER		LOKAL
	10,47%			63,70%			25,83%	
Flächenverbrauch	0,35%	3,36%	Wirkungsgrad	20,54%	32,24%	Leistungsgebundene Kosten	10,70%	41,44%
Umweltgefährdungen	0,80%	7,68%	Selbstentladung	2,19%	3,44%	Kapazitätsgebundene Kosten	5,68%	21,98%
Betriebsemissionen	1,55%	14,76%	Anlagenverfügbarkeit	6,36%	9,98%	Wertschöpfungskonkurrenz	0,63%	2,44%
Infrastrukturemissionen	3,60%	34,34%	Zyklensfestigkeit	25,75%	40,42%	Betriebskosten	2,37%	9,19%
Rohstoffkritikalität	2,25%	21,46%	Lebensdauer	8,86%	13,91%	Anfahrtskosten	6,44%	24,95%
Nachhaltigkeit	1,46%	13,91%						
Akzeptanz	0,47%	4,49%						

Abbildung 5-2: Bewertungsgewichte der Parameter für Kurzfristspeicher

Bewertungsgewichte Mittelfristpeicher								
SWOT-Kategorie	GLOBAL		SWOT-Kategorie	GLOBAL		SWOT-Kategorie	GLOBAL	
Umweltwirkungen		LOKAL	TECHNISCHE PARAMETER		LOKAL	ÖKONOMISCHE PARAMETER		LOKAL
Flächenverbrauch	10,47%		Wirkungsgrad	63,70%		Leistungsgebundene Kosten	25,83%	
Umweltgefährdungen	0,35%	3,36%	Selbstentladung	21,32%	33,47%	Kapazitätsgebundene Kosten	9,07%	35,12%
Betriebsemissionen	0,80%	7,68%	Anlagenverfügbarkeit	3,06%	4,81%	Wertschöpfungskonkurrenz	9,07%	35,12%
Infrastrukturemissionen	1,55%	14,76%	Zyklusfestigkeit	7,26%	11,40%	Betriebskosten	0,65%	2,52%
Rohstoffkritikalität	3,60%	34,34%	Lebensdauer	21,86%	34,31%	Anfahrtskosten	2,90%	11,24%
Nachhaltigkeit	2,25%	21,46%		10,20%	16,01%		4,13%	15,98%
Akzeptanz	1,46%	13,91%						
	0,47%	4,49%						

Abbildung 5-3: Bewertungsgewichte der Parameter für Mittelfristpeicher

Auf Basis der so ermittelten globalen Gewichtungen (über die einzelne Kategorie hinausgehend) der relevanten Parameter, können die Speichertechnologien mithilfe der Kurzcharakterisierung priorisiert bzw. in einer Rangliste geordnet werden. Dazu müssen die Eigenschaften bzw. die Werte, die die Speichertechnologien für die Parameter aufweisen, ebenfalls normiert werden, sodass sie untereinander vergleichbar sind. Üblicherweise wird die resultierende Rangliste zur Auswahl der am besten geeigneten Lösung herangezogen. Da die Speicherportfolien jedoch nicht aus einer einzelnen Technologie bestehen sollen, wird die Rangliste bzw. relative Erfüllung der Anforderungen der Speichertechnologien in den jeweiligen Anwendungsfällen angewendet, um die Anteile der Technologien im Portfolio zu definieren. In Verbindung mit der Residuallastganganalyse aus Abschnitt 5.3.2 ergeben sich die in Abschnitt 5.4 dargestellten Speicherportfolien.

5.4 Ergebnisse

Mithilfe der zuvor beschriebenen Methodik ergeben sich folgende Speicherportfolien (s. Tabelle 5-4).

Tabelle 5-4: Bedarf an installierter Einspeicherleistung für die jeweiligen Classic-Szenarien

	50% - 2030		65% - 2040		80% - 2050	
	TransnetBW [MW]	50 Hertz [MW]	TransnetBW [MW]	50 Hertz [MW]	TransnetBW [MW]	50 Hertz [MW]
Kurzzeitspeicher						
Blei	434	186	601	205	884	269
Lithium	504	216	936	320	1446	440
Nickel	358	153	520	178	779	237
Mittelfristspeicher						
Hochtemperatur-Batterie	1146	1059	1990	1605	3456	2309
Druckluftspeicher	1126	1040	2112	1704	3670	2452
Pumpspeicher	1517	1401	2671	2155	4641	3101
Redox-Flow-Batterie	1898	1753	3576	2884	6233	4164

5.5 Schlussfolgerungen

Die Erstellung der Portfolien mithilfe des adaptierten AHP bietet eine objektive Möglichkeit, Speicherportfolien gemäß der jeweiligen Anwendungsfälle mit geringem Aufwand zusammenzustellen. Gleichzeitig lassen sich so wichtige bzw. maßgebende Kriterien herausarbeiten. Die Unterschiede der Portfolien über die betrachteten Zeiträume hinweg spiegeln die erwartete technische Entwicklung wider. So steigt im zeitlichen Verlauf der Anteil der Lithium-basierten Speicher von 39 % auf 47 %, gleichzeitig sinken die Anteile der blei- bzw. nickelbasierten Speichertechnologien auf 28 % bzw. 25 %. Der markanteste Unterschied zwischen den Kurz- und Mittelfristspeichern ist wie zu erwarten bei den Parametern kapazitätsgebundene Kosten und Zyklusfestigkeit zu finden.

6. Treibhausgasbilanzen (DBFZ)

6.1 Leitfragen

1. Wie unterscheiden sich die resultierenden Treibhausgasemissionen von verschiedenen Speichertechnologien und flexiblen Bioenergieanlagen im Hinblick auf die infrastrukturellen Aufwendungen und die betriebsbedingten Emissionen?
2. Wie verhalten sich die Treibhausgasemissionen für die Stromerzeugung in den beiden untersuchten Regelzonen bei unterschiedlicher Parametrisierung von Flexibilitätsoptionen oder der Umsetzung des VAREO-Ansatzes?
3. Welche sind die Treiberfaktoren und die funktionalen Zusammenhänge hinter den Unterschieden?

6.2 Methodik zur Ermittlung der THG-Emissionsfaktoren

Die Berechnung der gesamten Treibhausgasemissionen erfolgte stufenweise für alle Komponenten des betrachteten Systems. Für die folgenden Komponenten wurden die Treibhausgasemissionen berechnet, wobei für die meisten Komponenten zwischen den infrastrukturellen und betriebsbedingten Emissionen unterschieden wurde:

- Must-Run-Kraftwerke (Fossile-KW, Laufwasser-KW, sonstige erneuerbare Kraftwerke; unflexible Biogas-, Biomethan-BHKW- und Holzheizkraftwerke)
- Fluktuierende erneuerbare-KW (PV, Wind on- und offshore)
- Flexibilitätsoptionen (Steinkohle, GuD, Kurz- und Mittelfristspeicher, sowie flexible Biogas-, Biomethan-BHKW- und Holzheizkraftwerke)

Das gesamte Systemportfolio wird in Tabelle 6-1 zusammengefasst. Nachfolgend werden für gleichartige Gruppen die Berechnungsmethoden beschrieben. Eine Ausnahme bildet die Beschreibung der Bioenergieanlagen. Da hier die berechneten Emissionen als Basis für die Emissionsfaktoren der unflexiblen als auch der flexibel betriebenen Anlagen dienen, wurden die Bioenergieanlagen in einem separaten Kapitel behandelt. Es sei an dieser Stelle schon einmal darauf hingewiesen, dass die Treibhausgasemissionen im Folgenden immer als CO₂-Äquivalente angegeben werden und nicht weiter in die unterschiedlichen klimarelevanten Gase unterschieden wird.

Für die in Tabelle 6-2 aufgelisteten Systemkomponenten wurden Emissionsfaktoren (EF) für i) die jeweiligen infrastrukturellen Aufwendungen und ii) die Betriebsemissionen aus der Strombereitstellung, als technologiespezifische Kennzahlen für die Portfolioerstellung ermittelt. Die Differenzierung nach Infrastruktur- und Betriebsemissionen geschieht vor dem Hintergrund, dass bei der Portfolioerstellung eine vereinfachte Treibhausgas(THG)-Berechnung mittels dieser spezifischen Kennzahlen erfolgen kann. Als Grundlage der Emissionsfaktoren wurden THG-Bilanzen der einzelnen Erzeugungs- und Speicheroptionen erstellt. THG-Bilanzen sind häufig Teil einer umfassenden Ökobilanzierung (Life cycle assessment –LCA).

Für die Erstellung einer Ökobilanz wird der Lebenszyklus des untersuchten Produktes von der Rohstofferschließung über die Produktion und Nutzung bis hin zur Entsorgung analysiert, um die mit diesem Produkt verbundenen potenziellen Umwelteffekte möglichst vollständig zu erfassen. Dabei werden auch alle entlang des Lebensweges verwendeten Hilfs- und Betriebsstoffe betrachtet. Die mit der Produktion und Nutzung dieser Hilfs- und Betriebsstoffe sowie der sonstigen Produkte und Dienstleistungen verbundenen Aufwendungen und Emissionen werden in der THG-Bilanz berücksichtigt. Die Methode der Ökobilanzierung ist definiert in den DIN ISO Standards 14040 und 14044 und kann grob in vier Phasen unterteilt werden (Abbildung 6-1) (DIN ISO 14044) (DIN ISO 14040).

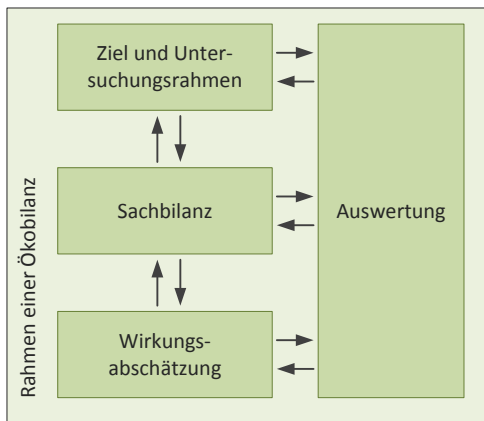


Abbildung 6-1: Methode der Ökobilanzierung nach DIN ISO 14040 (DIN ISO 14040)

Phase 1 beinhaltet die Festlegungen zu Ziel und Untersuchungsrahmen. Hier werden der Untersuchungsrahmen einschließlich der Bilanzgrenzen und der Untersuchungstiefe festgelegt. In der 2. Phase, der Erstellung der Sachbilanz, werden bezüglich der in Phase 1 festgelegten Systemgrenzen und des Detailierungsgrades die Input- und Outputdaten gesammelt. Die Wirkungsabschätzung stellt die 3. Phase einer Ökobilanz dar. Hier werden die Sachbilanzdaten sortiert, verdichtet und im Hinblick auf mögliche Umweltwirkungen ausgewertet. Die Phase der Auswertung dient der Interpretation der Resultate aus Sachbilanz und Wirkungsabschätzung. Die innerhalb der Phasen zu treffenden Festlegungen und Annahmen ermöglichen eine dem definierten Ziel entsprechend dedizierte Bilanzierung. Im Folgenden werden die Annahmen und Rahmenbedingungen für die vorliegende Bilanzierung beschrieben und gegebenenfalls diskutiert

6.2.1 Ziel und Untersuchungsrahmen

Systemgrenzen. Die Systemgrenzen der Bilanzierung der Betriebsemissionen der Bioenergieanlagen umfassen die gesamte Strombreitstellungskette, vom Anbau und Bereitstellung der Rohstoffe über Transport bis zur Konversion der Biomasse. Die Emissionen aus dem Bau der Konversionsanlagen, d.h. Biogasanlage, BHKW, Biogasaufbereitung, HKW sind nicht enthalten, sondern in den technologiespezifischen Infrastrukturemissionen zu finden. Für die fluktuierenden EE Wind und PV beinhalten die Infrastrukturemissionen sämtliche Material- und Energieaufwendungen aus dem Bau der Anlagen. Gleiches gilt für die Batteriesysteme, die Mittelfristspeicheroptionen Pumpspeicherwerk und Druckluftspeicher. Die Systemgrenzen der Betriebsemissionen umfassen in diesen Fällen die Emissionen aus der Bereitstellung des ein- und gespeicherten Stroms.

Funktionelle Einheit. Die funktionelle Einheit ist eine Vergleichseinheit, die den Nutzen des Systems beschreibt. Auf diese Bezugsgröße werden alle Inputs und Outputs sowie deren Wirkungen bezogen. Für die Beschreibung der spezifischen Betriebsemissionen wurde als funktionelle Einheit 1 kWh elektrische Arbeit (W_{el}) gewählt, die Emissionen der infrastrukturellen Aufwendungen beziehen sich auf 1 kW installierte Leistung (P_{el}).

Wirkungskategorie. In der Phase der Wirkungsabschätzung werden die Sachbilanzergebnisse hinsichtlich der potentiellen Umweltwirkungen ausgewertet. Dazu werden die Sachbilanzergebnisse spezifischen Wirkungskategorien zugeordnet, mit Hilfe von Charakterisierungsfaktoren aggregiert und bezüglich eines Wirkungsindikators beschrieben. Für die vorliegende Bewertung wird ausschließlich die Wirkungskategorie Treibhausgaspotential betrachtet. Die THG-Emissionen werden nach der IPCC-Methode (IPCC, 2007) berechnet und mit Hilfe von Charakterisierungsfaktoren als Kohlenstoffdioxid-Äquivalent (CO_2 -Äquivalent) dargestellt (CH_4 : 25, N_2O : 298). Entsprechend der IPCC Methode werden prozessbedingte biogene CO_2 -Emissionen bei der Bilanzierung auf null gesetzt, da man davon ausgeht, dass die Biomasse die gleiche Menge an CO_2 während des Wachstums aus der Luft aufgenommen hat.

6.2.2 Sachbilanzierung, Prozessbeschreibung und THG-Berechnung der einzelnen Systemkomponenten

Die Sachbilanz dient dazu, alle relevanten Daten zu sammeln. Diese enthalten Energie- und Rohstoffinputs, den Einsatz von Hilfs- und Betriebsstoffen, Produkte und Nebenprodukte, Abfälle, Emissionen in Luft-, Wasser- und Bodenkörper. Diese können auf Messungen, Berechnungen oder auch Schätzungen basieren. Anhand der gesammelten Daten können die Input- und Outputflüsse des betrachteten Produktsystems quantifiziert werden. Im Folgenden werden die Prozesse und Grundlagen der Sachbilanzierung sowie die daraus resultierenden THG-Emissionsfaktoren getrennt nach Betriebs- und Infrastrukturemissionen der betrachteten Systemkomponenten (Tabelle 6-1) beschrieben. Betriebsbedingte Emissionen lassen sich dabei eindeutig dem Anlagenbetrieb in Form von Emissionen beispielsweise durch den Umsatz von Brennstoffen zuordnen, während Infrastrukturemissionen alle Emissionen umfassen, die anfallen, um eine Anlage in den betriebsfertigen Zustand zu versetzen. Hierunter fallen beispielsweise Emissionen für die Zementherstellung bei Bauteilen aus Beton, Kraftstoffverbräuche für Baumaschinen oder die Emissionen für die Stahlproduktion für Stahlbauteile. Für einige Kraftwerkstypen wurden aus methodischen Gründen auch standardisierte spezifische Emissionen verwendet, die aber sowohl betriebsbedingte als auch infrastrukturelle Emissionsanteile inkludieren.

Tabelle 6-1: Übersicht der betrachteten Systemkomponenten

Komponente	Kraftwerkstyp	Kraftwerksklasse	Betrachte Emissionen
MR-fossil	Fossiles Must-Run KW	Must-Run	Spezifische Emissionen
MR-Laufwassser	Laufwasserkraftwerk	Must-Run	Spezifische Emissionen
MR-sonst.EE	Sonstige erneuerbare EE	Must-Run	Spezifische Emissionen
MR-Biomethan	Biomethan-BHKW unflexibel	Must-Run	Infrastruktur & Betrieb
MR-Biogas	Biogasanlage unflexibel	Must-Run	Infrastruktur & Betrieb
MR-HHK	Holzheizkraftwerk unflexibel	Must-Run	Infrastruktur & Betrieb
PV	Photovoltaikanlage	Fluktuierende EE	Infrastruktur
Wind-onsh.	Windenergieanlage onshore	Fluktuierende EE	Infrastruktur
Wind-offsh.	Windenergieanlage offshore	Fluktuierende EE	Infrastruktur
Steinkohle-KW	Steinkohlekraftwerk	Flexibilitätsoption	Infrastruktur & Betrieb
GuD-KW	Gas-und Dampfkraftwerk	Flexibilitätsoption	Infrastruktur & Betrieb
Mittelfristspeicher	Mittelfristspeicherportfolio	Flexibilitätsoption	Infrastruktur & Betrieb
Kurzfristspeicher	Kurzfristspeicherportfolio	Flexibilitätsoption	Infrastruktur & Betrieb
Flex-Biomethan	Biomethan-BHKW flexibel	Flexibilitätsoption	Infrastruktur & Betrieb
Flex-Biogas	Biogasanlage flexibel	Flexibilitätsoption	Infrastruktur & Betrieb
Flex-HHKW	Holzheizkraftwerk flexibel	Flexibilitätsoption	Infrastruktur & Betrieb

6.3 Emissionsfaktoren der unterschiedlichen Systemelemente

Im Folgenden werden methodischen Details und Ergebnisse für die Berechnungen der Emissionsfaktoren der unterschiedlichen Kraftwerkstypen dargestellt.

6.3.1 Emissionsfaktoren für Bioenergieanlagen

Biomethan. Für die Bilanzierung der Betriebsemissionen der Biomethananlage wurde eine NawaRo-Biomethananlage mit einem stündlichen Output von 500–550 m³ Biomethan unterstellt. Die Einsatzstoffe sind in Tabelle 6-2 aufgelistet. Die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan erfolgt durch eine Aminwäsche. Der Wärmebedarf sowohl für die Aminwäsche als auch für die Temperierung der Fermenter wird durch einen Holzhackschnitzelkessel gedeckt. Der für den Anlagenbetrieb benötigte Strom wird dem deutschen Stromnetz entnommen. Entsprechend einer Differenzierung für die Jahre 2030, 2040 und 2050 findet hierbei eine Anpassung des Emissionsfaktors für den deutschen Strommix statt. Der während der Biogasproduktion entstandene Gärrest wird gasdicht gelagert und als Düngemittel in der Landwirtschaft verwendet. Die Substitution von Mineraldünger wird dem System gutgeschrieben. Als direkte Methanemissionen wurden für i) die Biogasanlage 1 % des produzierten Methans als Emissionen über Leckagen, ii) die Aufbereitungsanlage 0,2 % des Methaninputs (Entspricht dem Grenzwert der GasNZV) und iii) 0,5 % Methanschlupf im Abgasstrom des BHKW (Gas-Otto-Motor) angenommen.

Tabelle 6-2: Einsatzstoffe der Bioenergieanlagen

	Biomethan	Biogas	Heizkraftwerk
Substrate:	Maissilage (59 %)	Maissilage (35 %)	Waldrestholz (34 %)
	GPS (16 %)	GPS (13 %)	Rinde (28 %)
	Rindergülle (12 %)	Rindergülle (28 %)	Sägenebenprodukte (4 %)
	Biogener Abfall (9 %)	WD (16 %)	Landschaftspflegeholz (19 %)
	Reststoffe (4 %)	Reststoffe (8 %)	Industrierestholz (15 %)

Biogas. Bei der betrachteten Biogasanlage handelt es sich um eine NawaRo-Anlage die neben Mais- und Ganzpflanzensilage auch Wirtschaftsdünger und Reststoffe als Substrat einsetzt (Tabelle 6-2). Analog zur Biomethananlage wird der für den Anlagenbetrieb benötigte Strom dem deutschen Stromnetz entnommen, für die Jahre 2030, 2040 und 2050 findet eine Anpassung des Emissionsfaktors für den deutschen Strommix statt. Die auf Undichtigkeiten und Betriebsstörungen zurückzuführenden Methanleckagen werden ebenfalls mit 1 % der im Fermenter produzierten Methanmenge geschätzt. Für das Biogas-BHKW, einem Gas-Otto-Motor (Wirkungsgrad $\eta_{el} = 40 \%$, $\eta_{th} = 40 \%$) wurde ein Methanschlupf von 0,5 % über den Abgasstrom unterstellt. Die über das BHKW bereitgestellte Wärme wurde mittels exergetischer Allokation in der Bilanzierung der THG-Emissionen berücksichtigt. Bei der exergetischen Allokation werden die THG-Emissionen eines gekoppelten Prozesses den Produkten Strom und Wärme gemäß ihrer Wertigkeit zugeordnet. Die Berechnung erfolgt in fünf Schritten wobei über die Erfassung von Brennstoffinput und Energieoutput, Ermittlung der erzeugten Emissionen, Berechnung der Exerjiefaktoren der Allokationsfaktor ermittelt wird, mit dem im letzten Schritt die Emissionsfrachten auf die jeweiligen Energieträger zugeteilt werden können (Hertle 2014).

Heizkraftwerk. Im beispielhaften Heizkraftwerk werden zu großen Teilen Waldrestholz, Rinde und Landschaftspflegeholz eingesetzt (Tabelle 6-2). Die Betriebsemissionen ergeben sich hier im Wesentlichen aus der Bereitstellung und Umsatz des Brennstoffes.

Die Ermittlung der Infrastrukturemissionen für die drei Bioenergieoptionen erfolgte auf Basis von Ecoinvent-Datensätzen. Für die Angabe der Infrastrukturemissionen ist zu berücksichtigen, dass hier die absoluten Infrastrukturemissionen der verschiedenen Anlagen bei einer angenommenen

Lebensdauer der Komponenten von 20 Jahren, anteilig für ein Jahr dargestellt werden. Die ermittelten Emissionen sind in nachfolgender Tabelle 6-3 dargestellt.

Tabelle 6-3: Infrastruktur- und Betriebsemissionen für Bioenergieanlagen (unflexibel und flexibel)

Komponente	Infrastrukturemissionen annuell	Betriebsemissionen
Biomethan-BHKW	12,9 kg*kW ⁻¹	0,123 kg*kWh ⁻¹
Biogasanlage	10,38 kg*kW ⁻¹	0,061 kg*kWh ⁻¹
Holzheizkraftwerk	5,02 kg*kW ⁻¹	0,084 kg*kWh ⁻¹

6.3.2 Emissionsfaktoren für Kurzfristspeicher

Blei-Akku / Lithium-Akku / Nickelbatterie. Die Betriebsemissionen der betrachteten Batterietypen resultieren zum einen aus dem THG-Emissionsfaktor des für die Speicherung eingesetzten Stroms und zum anderen aus dem Verhältnis des ausgespeicherten zum eingespeicherten Strom bzw. den hieraus resultierenden Wirkungsgradverlusten, die als Stromverbrauch bilanziert werden. Folgende Speicherwirkungsgrade wurden unterstellt i) Blei-Akku: 75 %, ii) Lithium-Akku: 90 % und iii) Nickelbatterie: 70 %. Da davon ausgegangen wird, dass die Batteriespeicher im Stromsystem vor allem dazu genutzt werden, die Schwankungen der Wind- und Solarstromproduktion auszugleichen, werden für alle drei Stützjahre Emissionsfaktoren für den fluktuierenden Strommix (Wind- und PV-Strom) angenommen. Diese spezifischen Emissionen unterscheiden sich geringfügig zwischen den beiden Untersuchungsregionen, den drei Stützjahren und dem VAREO-Ansatz (siehe Tabelle 6-6).

Basierend auf den Stoff- und Energieströmen zur Produktion der Batterien (Sullivan und Gaines 2010), (Fisher et al. 2006), (Gaines et al. 2011), (Sabihuddin et al. 2015) wurden die spezifischen THG-Infrastrukturemissionen in gCO₂-Äq. je kW ermittelt. Die Berechnung der Infrastrukturemissionen zielt im Fall der Kurzfristbatteriespeicher darauf ab, dass deren Aufteilung sich nicht an der kalendarischen Lebensdauer orientiert sondern an den in dem in einem Jahr absolvierten Vollzyklen. Damit wird unter Berücksichtigung definierter maximaler Vollzyklen der „Verbrauch“ an Infrastruktur berechnet, der in dem jeweiligen Jahr anzurechnen ist.

6.3.3 Emissionsfaktoren für Mittelfristspeicher

Hochtemperatur-Batterie. Redox-Flow-Batterie. Analog zu den Kurzfristspeichern ergeben sich die Betriebsemissionen aus dem Emissionsfaktor des eingespeicherten Stroms und den Wirkungsgradbedingten Speicherverlusten. Für die untersuchten Batterietypen wurden Wirkungsgrade von i) für die Hochtemperatur-Batterie: 80 % und ii) für die Redox-Flow-Batterie 85 % angenommen. Die Bilanzierung der infrastrukturellen Emissionen erfolgte auf der Grundlage von Literaturdaten (Rydh 1999), (Sabihuddin et al. 2015).

Pumpspeicherwerk. Druckluftspeicher. Die Betriebsemissionen dieser beiden Systeme resultieren analog aus dem THG-Emissionsfaktor des Stroms und zum anderen aus dem Wirkungsgrad der Anlagen. In vorliegender Untersuchung wurde dem Pumpspeicherwerk ein Wirkungsgrad von 80 % und dem Druckluftspeicher ein Wirkungsgrad von 69 % unterstellt. Die Emissionen für die infrastrukturellen Aufwendungen eines 95 MW Pumpspeicherwerks und einer 8 MW CAES Anlage wurden (Oliveira et al. 2015) entnommen.

Da auch im Fall der Mittelfristspeicher davon ausgegangen wird, dass die Speicher im Stromsystem vor allem dazu genutzt werden, die Schwankungen der Wind- und Solarstromproduktion auszugleichen, werden für die Berechnung der betriebsbedingten Emissionen ebenfalls für alle drei Stützjahre Emissionsfaktoren für den fluktuierenden Strommix angenommen.

6.3.4 Emissionsfaktoren für Must-Run Kraftwerke

Die Berechnung der THG Emissionen der Must-Run Kraftwerkstypen „MR-fossil“, „MR-Laufwasser“ sowie „MR-sonst.EE“ erfolgte anhand spezifischer Emissionswerte die mit den in AP 1 vorgegebenen Strommengen multipliziert wurden. Die spezifischen Emissionswerte für Laufwasserkraftwerke sowie die für sonstige erneuerbare Energien wurden dabei über den gesamten Betrachtungshorizont als konstant angenommen. Für die fossilen Must-Run-Kraftwerke wurde ein über die Jahre veränderlicher Mix aus unterschiedlichen Kraftwerkstypen (Braun- und Steinkohle und Gas) definiert, so dass sich für die Jahre 2030, 2040 sowie 2050 unterschiedliche spezifische Emissionen ergeben. Die in Tabelle 6-4 dargestellten Werte beruhen auf Werten der ecoinvent-Datenbank (Swiss centre for life cycle inventories 2016).

Tabelle 6-4: Spezifische Emissionen der Komponenten "MR-fossil", "MR-Laufwasser" und "MR-sonst.EE"

Komponente / Jahr	2030	2040	2050
MR-fossil	0,815 kg*kWh ⁻¹	0,800 kg*kWh ⁻¹	0,600 kg*kWh ⁻¹
MR-Laufwasser	0,005 kg*kWh ⁻¹	0,005 kg*kWh ⁻¹	0,005 kg*kWh ⁻¹
MR-sonst.EE	0,100 kg*kWh ⁻¹	0,100 kg*kWh ⁻¹	0,100 kg*kWh ⁻¹

6.3.5 Emissionsfaktoren für fluktuierende EE

Die Berechnung der THG-Emissionen der fluktuierenden erneuerbaren Energien erfolgte ausschließlich anhand der Infrastrukturemissionen für die drei Komponenten „PV“, „Wind-onshore“ und „Wind-offshore“. Der Hintergrund dafür ist, dass bei diesen Erzeugungsanlagen der Anteil der Infrastrukturemissionen dominant ist und Betriebsemissionen (z. B. aus Wartungsvorgängen) demgegenüber nur in marginalem Umfang auftreten. Weiterhin sollte vor allem zur Vergleichbarkeit vom Szenario „Classic“ gegenüber „VAREO“ überprüft werden, welchen Einfluss eine systemdienliche Auslegung der fluktuierenden EE-Anlagen auf die Gesamtemissionen hat. Die in Tabelle 6-5 dargestellten Werte beruhen auf Werten der ECOINVENT-Datenbank und wurden über alle Szenarien in gleicher Weise angewendet. Eine mögliche Ausdifferenzierung zwischen Anlagen mit systemdienlichem Design wurde im VAREO-Ansatz nicht explizit neu berechnet, wenn gleich an dieser Stelle Unterschiede der Infrastrukturemissionen zu erwarten sind. Analog zu den Bioenergieanlagen wurden die Infrastrukturemissionen über eine angenommene Lebensdauer von 30 Jahren bei den PV- und Wind-onshore-Anlagen sowie 20 Jahren bei den Wind-offshore-Anlagen verteilt, so dass auch hier nur die anteiligen annuellen Emissionen betrachtet werden.

Tabelle 6-5: Infrastrukturemissionen fluktuierender erneuerbare Energien

Komponente	Lebensdauer	Infrastrukturemissionen
PV	30 a	77,48 kg*kW ⁻¹
Wind onshore	30 a	20,21 kg*kW ⁻¹
Wind offshore	20 a	34,77 kg*kW ⁻¹

Tabelle 6-6: spezifische Emissionsfaktoren für den fluktuierenden erneuerbaren Strommix für die Jahre 2030, 2040 und 2050 in den beiden Untersuchungsregionen für die Szenarien Classic und Vareo

Komponente	2030	2040	2050
Windregion – Classic	0,0351 kg*kWh ⁻¹	0,0352 kg*kWh ⁻¹	0,0352 kg*kWh ⁻¹
Windregion – VAREO	0,0338 kg*kWh ⁻¹	0,0329 kg*kWh ⁻¹	0,0320 kg*kWh ⁻¹
Sonnenregion – Classic	0,0614 kg*kWh ⁻¹	0,0613 kg*kWh ⁻¹	0,0613 kg*kWh ⁻¹
Sonnenregion - VAREO	0,0520 kg*kWh ⁻¹	0,0519 kg*kWh ⁻¹	0,0511 kg*kWh ⁻¹

6.3.6 Emissionsfaktoren für fossile Flexibilitätsoptionen

Die Berechnung der THG-Emissionen für die verschiedenen Flexibilitätsoptionen (flexible Bioenergieanlagen, Kurz- und Mittelfristspeicher, Steinkohle-KW, GuD und das Reserve-KW als Gasturbinenkraftwerk) erfolgt bei allen Technologien über eine differenzierte Betrachtung der Infrastruktur- und Betriebsemissionen. Als Eingangsgröße der installierten Kapazitäten und der erzeugten bzw. aus gespeicherten Arbeit werden die Modellierungsergebnisse des chronologisch vorher bearbeiteten AP 6 (Einsatzoptimierung Ausgleichsoptionen) vom Fraunhofer UMSICHT genutzt.

Die Kenndaten für flexible Bioenergieanlagen sind bereits oben in (vgl. Kapitel 4 Bioenergieanlagen) dargestellt. Die Aufteilung der Infrastruktur- und Betriebsemissionen für flexible fossile Anlagen ist Tabelle 6-7 zu entnehmen, wobei auch in diesem Fall die Infrastrukturemissionen auf die Gesamtlebensdauer der Anlagen verteilt wird, die für alle Anlagen mit 45 Jahren angenommen wurde.

Tabelle 6-7: Infrastruktur- und Betriebsemissionen für flexible fossile Kraftwerke

Komponente	Infrastrukturemissionen annuell	Betriebsemissionen
Steinkohle-KW	7,34 kg*kWh ⁻¹	1,082 kg*kWh ⁻¹
GuD-Kraftwerk	4,00 kg*kWh ⁻¹	0,442 kg*kWh ⁻¹
Reserve-KW (Gasturbine)	0,79 kg*kWh ⁻¹	0,788 kg*kWh ⁻¹

6.4 Ergebnisse

Die Ergebnisse wurden auf Basis der in Kapitel 6.3 beschriebenen Emissionsfaktoren sowie der im Kapitel 6.5 dargestellten Modellierungsergebnisse aus dem GOMES-Modell zusammengeführt. Die Berechnung der Gesamtergebnisse erfolgte dabei chronologisch nach dem Kapitel 6.5, wird aber auf Grund der inhaltlichen Zuordnung zum Kapitel 6.5 an dieser Stelle behandelt.

Aus dem Kapitel 6.5 wurden aus dem Modellläufen des GOMES-Modells für alle beschriebenen Kraftwerkstypen die jeweiligen installierten Leistungen und produzierten bzw. aus gespeicherten Strommengen übernommen. In Summe wurden 36 Einzelberechnungen durchgeführt in denen jeweils eine Kombination aus installierter Leistung und elektrischer Arbeit der jeweiligen Kraftwerks- bzw. Speichertypen verrechnet wurden. Die 36 Einzelberechnungen ergeben sich aus den beiden betrachteten Regelzonen, den drei Stützjahren und den sechs Variationen der Modellläufe. In allen Einzelberechnungen wurden für alle 20 Kraftwerkstypen (10 Flexibilitätsoptionen, vier fluktuierende Erneuerbare, sechs Must-Run-Kraftwerke) die Emissionen berechnet, wobei für einige Kraftwerkstypen entweder Betriebs- oder Infrastrukturemissionen (vgl. Kapitel 6.3) betrachtet wurden. Die kumulierten Gesamtemissionen der 36

Einzelberechnungen sind in Abbildung 6-2 dargestellt, wobei die Ergebnisse zuerst nach den beiden Regelzonen, dann nach den drei Stützjahren und abschließend den Modellvariationen gruppiert sind.

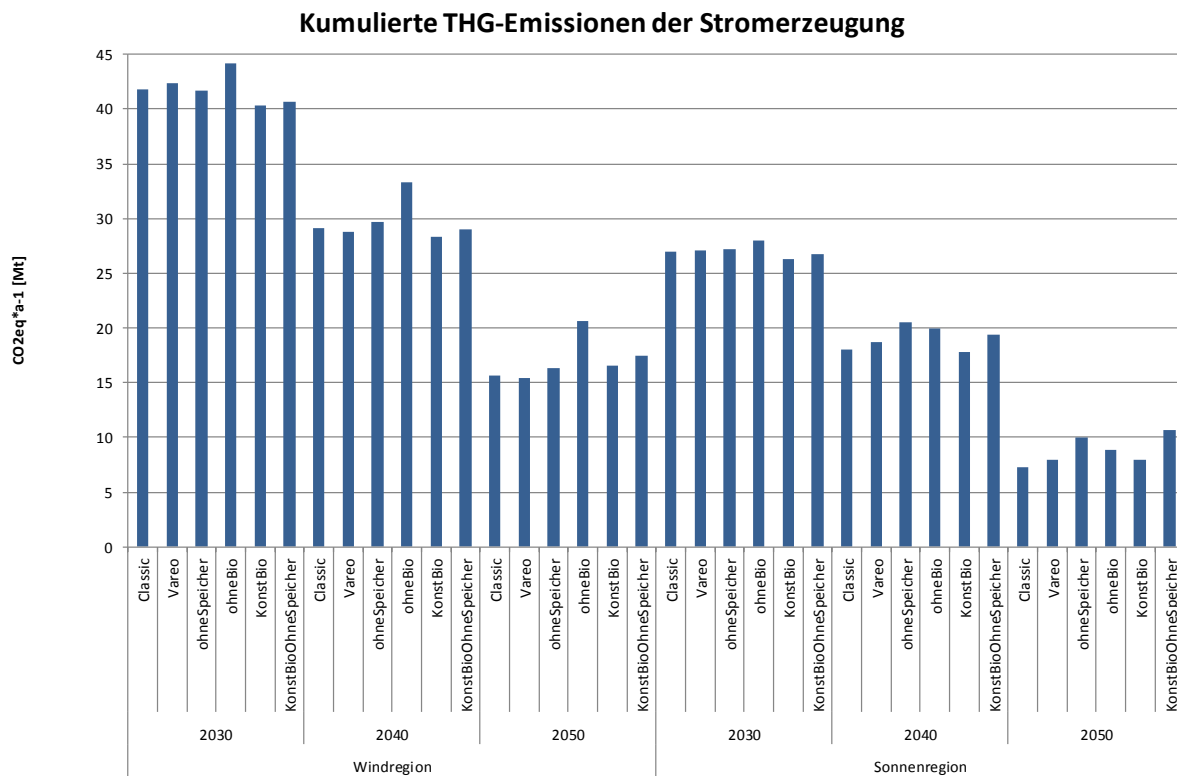


Abbildung 6-2: Übersicht der absoluten THG-Gesamtemissionen für die zwei Untersuchungsregionen, die drei berechneten Stützjahre und die jeweils sechs untersuchten Szenarien

Beim Vergleich der kumulierten Gesamtemissionen innerhalb einer Regelzone und bezogen auf ein ausgewähltes Stützjahr fällt zuerst auf, dass die Emissionen in der windgeprägten Region ohne Bioenergieanlagen deutlich ansteigen. Dieser Zusammenhang leitet sich aus dem Umstand ab, dass die Bioenergieanlagen neben ihrer Funktion als Flexibilitätsoption hier auch einen wesentlichen Beitrag zur Bereitstellung erneuerbarer elektrischer Arbeit beitragen und diese Lücke dann im Wesentlichen durch die Mehrerzeugung aus fossilen Anlagen ausgeglichen wird. In der sonnengeprägten Region ist dieser Effekt nur gering ausgeprägt und verschwindet bei zunehmenden EE-Anteilen in den Jahren 2040 und 2050. Im Unterschied zur Windregion haben die Bioenergieanlagen zum einen nicht so einen großen Anteil an der EE-Stromproduktion, zum anderen kann die Erzeugungslücke hier durch Solarstromüberschüsse kompensiert werden. Diese können bei den angenommenen Speicherportfolien auch in das Stromsystem integriert werden und vermeiden damit eine Substitution gegen emissionsintensive fossile Anlagen.

Spezifische THG-Emissionen der Stromerzeugung

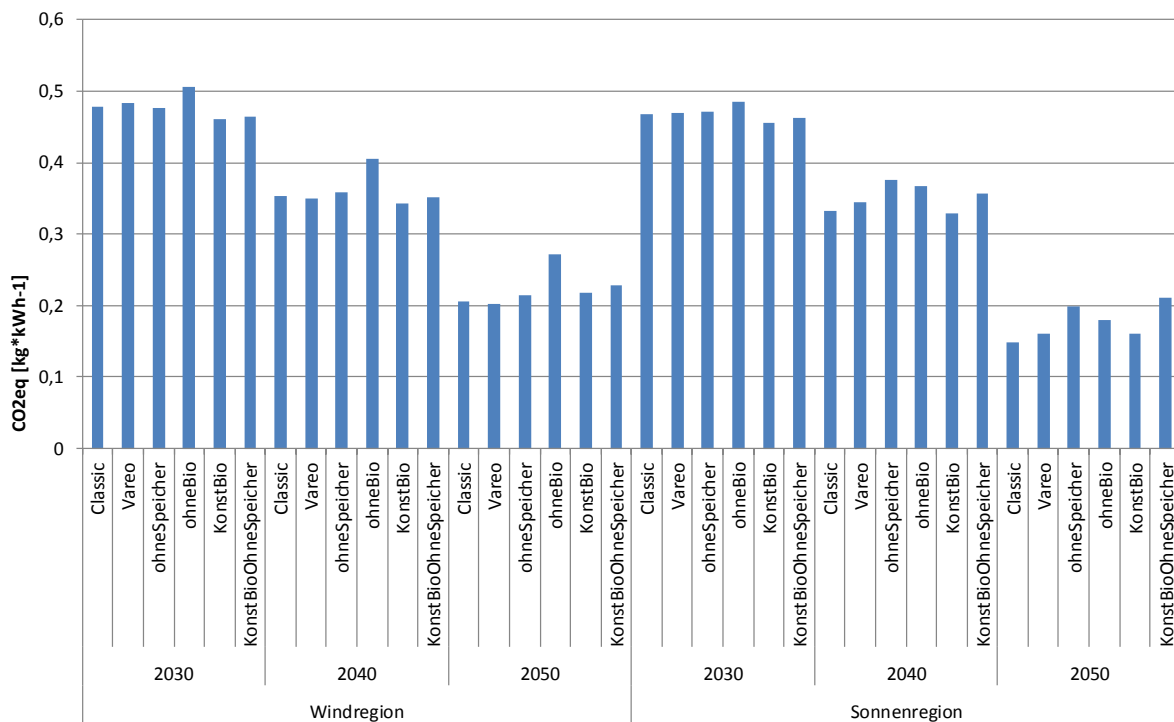


Abbildung 6-3: Übersicht der spezifischen THG-Gesamtemissionen für die zwei Untersuchungsregionen, für die drei berechneten Stützjahre und die jeweils sechs untersuchten Szenarien

Bei den in Abbildung 6-3 dargestellten spezifischen Emissionen der Stromerzeugung wurden die absoluten Emissionen (siehe Abbildung 6-2) durch die jeweilige Strommenge in den betrachteten Regelzonen und Stützjahren dividiert, so dass zum einen der Effekt der unterstellten abnehmenden Stromnachfrage und zum anderen die unterschiedlichen Stromumsätze zwischen den beiden Regelzonen nivelliert werden. Die geänderte Darstellung spiegelt grundsätzlich die bereits getätigten Aussagen wieder und zeigt darüber hinaus, dass in der windgeprägten Region die spezifischen Emissionen im Jahr 2030 leicht höher liegen als in der Sonnenregion und dieses Verhältnis auch in den Jahren 2040 und 2050 bestehen bleibt.

6.5 Schlussfolgerungen

Die Unterschiede für die Infrastruktur- und Betriebsemissionen stellen sich im Detail als sehr komplex dar, da fossile Kraftwerke, fluktuierende Erneuerbare Erzeugungsanlagen, biogene Flexibilitätsoptionen und die verschiedenen Speicheroptionen sich nicht durchgängig nach einem einheitlichen Schema bewerten lassen. Aus demselben Grund können auch keine direkten Schlüsse aus dem Vergleich der spezifischen THG-Emissionen der einzelnen Systemkomponenten abgeleitet werden, so dass es zu einer Beurteilung immer einer systematischen Herangehensweise bedarf. Entscheidend für die gesamten und spezifischen THG-Emissionen ist die Substitution fossiler Brennstoffe zur Stromerzeugung, unabhängig davon ob EE- oder Speicher-Infrastrukturemissionen gespart werden können oder nicht, da die Infrastrukturemissionen gegenüber den Betriebsemissionen der fossilen Erzeugung vergleichsweise niedrig ausfallen. Die spezifischen Emissionen ($\text{CO}_2\text{-Äq./kWh}$) der gesamten Stromerzeugung unterscheiden sich zwischen den Regionen bei 50 % und 65 % EE-Anteil relativ wenig. Bei 80 % EE-Anteil sind die spezifischen Emissionen in der Windregion deutlich höher als in der Sonnenregion. Dies ist hauptsächlich auf das Auslaufen der Steinkohlekapazitäten in der Sonnenregion zurückzuführen. Steinkohlekraftwerke können in diesem Fall die notwendigen Regelrampen nicht erfüllen und werden hier durch Erdgaskraftwerke ersetzt, was zu deutlich geringeren THG-Emissionen führt.

7. Einsatzoptimierung Flexibilitätstechnologien (UMSICHT) – AP4.2

7.1 Leitfragen

1. Welche Flexibilitätstechnologien (flexible Bioenergieanlagen vs. Stromspeicher) sind in den unterschiedlich geprägten Modellregionen (windgeprägte Region vs. sonnengeprägte Region) in der zeitlichen Entwicklung (2030, 2040, 2050) jeweils am besten geeignet?
2. Inwiefern bestehen Synergien oder Konkurrenzen zwischen den verschiedenen Ausgleichstechnologien?

7.2 Methodik

Zur Beantwortung der Fragestellungen wurde das bei Fraunhofer UMSICHT existierende Einsatzoptimierungsmodell für Stromspeicher GOMES[®] weiterentwickelt. GOMES ist ein generisches, modular aufgebautes Optimierungsmodell auf Basis der gemischt-ganzzahligen Programmierung. Als Modellumgebung wird GAMS genutzt, sowie der Solver CPLEX zur Lösung des Optimierungsproblems. GOMES ist für die techno-ökonomische Bewertung verschiedener Kombinationen aus Speichertechnologie und Speicheranwendung entwickelt worden. Die grundlegende Funktionalität wird in Abbildung 7-1 dargestellt. Eingangsdaten in das Modell sind verschiedene, viertelstündlich aufgelöste Zeitreihen (bspw. Strompreis oder Einspeisung erneuerbarer Energieträger), techno-ökonomische Parameter zur Charakterisierung der Stromspeichertechnologien, Parameter zur Dimensionierung der Stromspeicher sowie optional weitere anwendungsspezifische Parameter. Bei Start des Optimierungsmodells wird für jede Viertelstunde der Fahrplan des Stromspeichers festgelegt, d. h. wann mit welcher Leistung ein- oder ausgespeichert wird. Dabei wird der Fahrplan so erstellt, dass die definierte Zielfunktion maximal bzw. minimal wird (bisher in der Regel „Maximierung Erlös“). Ergebnisse der Optimierung sind dementsprechend der maximal erzielbare jährliche Erlös, der optimierte Jahresfahrplan sowie daraus abgeleitete Betriebskennzahlen. Weiterführende Details zu den bisherigen Funktionalitäten von GOMES können in (Kanngießer 2014) nachgelesen werden.

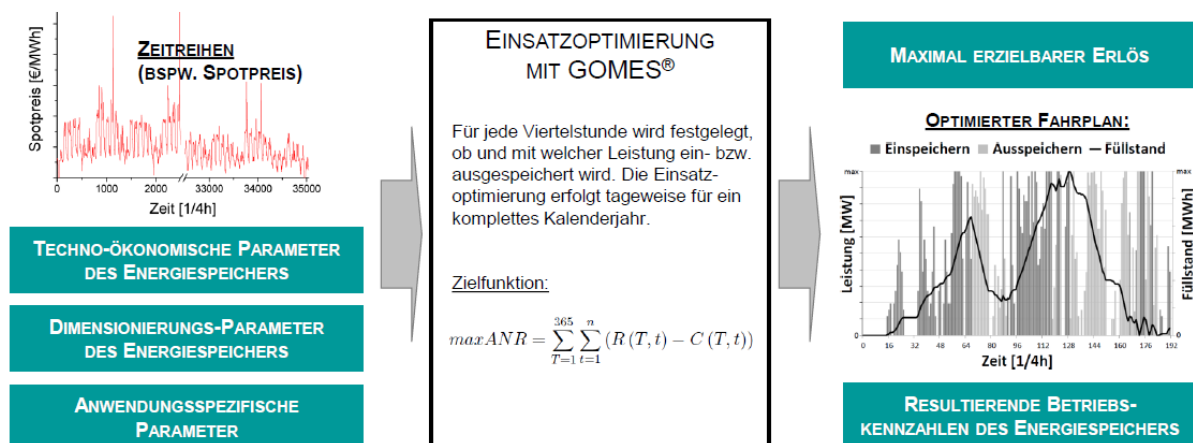


Abbildung 7-1: Funktionsprinzip von GOMES, Quelle: (Kanngießer 2014)

Im Rahmen des vorliegenden Projektes soll GOMES die im Sinne der hier relevanten Zielfunktion (vgl. Kapitel 1.2) optimalen Fahrpläne für die verschiedenen Flexibilitätstechnologien sowie die verschiedenen Typen an fossilen Spitzenlast-Kraftwerken ermitteln, welche notwendig sind, um die Residuallast (Ergebnis aus AP1, vgl. Kapitel 3) zu decken (vgl. Abbildung 7-2).

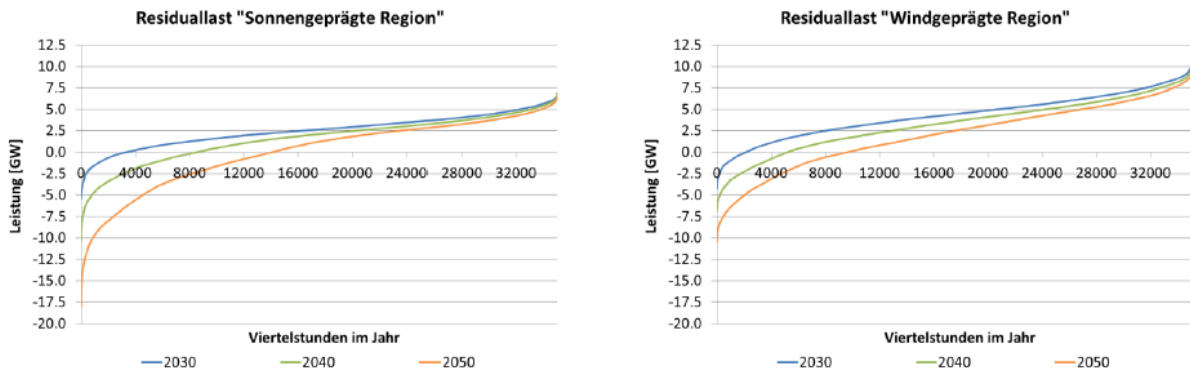


Abbildung 7-2: Geordnete Jahresdauerlinien der Residuallast, welche durch die Ausgleichstechnologien und fossilen Spitzenlast-Kraftwerke gedeckt werden müssen, für sonnengeprägte Region (links) und windgeprägte Region (rechts)

Hierfür waren die folgenden Weiterentwicklungen von GOMES notwendig:

- das Aufstellen einer geeigneten Zielfunktion sowie zusätzlicher Nebenbedingungen zur Beschreibung der Anwendungssituation „Energieausgleich auf regionaler Ebene“
- die Abbildung verschiedener Typen von fossilen Spitzenlastkraftwerken: Steinkohle-Kraftwerk, GuD-Kraftwerk, hochflexibles Reserve-Kraftwerk zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit
- die Abbildung verschiedener Typen von flexiblen Bioenergieanlagen: Biomethan-BHKW, Biogas-BHKW, Holz-Heizkraftwerk
- die Abbildung verschiedener Typen an Stromspeichern: Kurzfristspeicher mit Kapazitäts- zu Leistungsverhältnis von 1:1 (Wh:W), Mittelfristspeicher mit Kapazitäts- zu Leistungsverhältnis von 8:1 (Wh:W)
- die Entwicklung eines Portfolio-Moduls, in dem die verschiedenen zur Verfügung stehenden Speicher- und Erzeugungstechnologien – je nach getroffener Technologieauswahl in der jeweiligen Szenariovariante – zusammengeschaltet werden

7.2.1 Zielfunktion und Nebenbedingungen zur Modellierung der Anwendung

Ziel des Einsatzes der Flexibilitätsoptionen ist es, eine möglichst hohe Integration der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien zu erreichen. Die Modellierung soll zeigen, auf welche Weise das in optimaler Weise gelingen kann. Hierbei sind ökologische und ökonomische Aspekte zu berücksichtigen. Für die Berechnungen muss das qualitativ formulierte Ziel in mathematisch erfassbare Größen übersetzt werden. Die ökologischen und ökonomischen Bedingungen sind in sinnvoller Hierarchie zu integrieren. Vor diesem Hintergrund wird in hier die Auswahl der Zielfunktion und der notwendigen Nebenbedingungen für die Modellierung der Anwendung erläutert.

Um das Ziel einer möglichst hohen Integration der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien zu erreichen, wurde eine Zielfunktion gewählt, welche die Minimierung der Treibhausgasemission von fossilen Spitzenlast-Kraftwerken verfolgt. Hierdurch soll erreicht werden, dass die fossilen Spitzenlast-Kraftwerke so selten wie möglich eingesetzt werden. Stromspeicher und flexible Bioenergie sind dagegen gleichberechtigt für die Deckung der Residuallast zu bevorzugen. Um die ökonomische Einsatzreihenfolge der fossilen Kraftwerke im Sinne der Merit-Order am Strommarkt zu berücksichtigen (welche nicht der ökologisch günstigsten Einsatzreihenfolge entspricht), wurden zudem Straffaktoren in die Zielfunktion integriert. Diese führen dazu, dass das Reserve-Kraftwerk nur eingesetzt wird, wenn aus technischen Gründen (bspw. aufgrund der begrenzten installierten Leistung, zu steilen Anfahrtrampen oder Mindeststillstands-/Mindestbetriebszeiten) weder das Steinkohle-Kraftwerk noch das GuD-Kraftwerk zur Residuallastdeckung beitragen können. Ebenso wird das teurere GuD-Kraftwerk nur eingesetzt, wenn das Steinkohle-KW aus technischen Gründen die Residuallastdeckung nicht übernehmen kann.

$$\text{Minimiere } CO_2 = \sum_{t=1}^{192} (CO_{2,SK-KW}(t) + 5 \cdot CO_{2,GuD-KW}(t) + 100 \cdot CO_{2,Res-KW}(t)) \quad (\text{Gl. 1})$$

Der Zielfunktion kann entnommen werden, dass ein Optimierungshorizont von 192 Zeitschritten t gewählt wurde (hier: Viertelstunden, 192 Viertelstunden = 2 Tage). Dieses Herunterbrechen des Betrachtungszeitraums von einem Jahr in 2-Tages-Abschnitte – durch Implementierung eines so genannten Rolling Horizon – erfolgte aus Gründen der Rechenzeit, welche mit zunehmender Länge des Optimierungszeitraums exponentiell ansteigt. Das Funktionsprinzip des Rolling Horizon ist in Abbildung 7-3 dargestellt. Der 2-Tages-Optimierungszeitraum setzt sich dabei aus zwei Phasen zusammen: während der erste Tag final optimiert und die Ergebnisse festgehalten werden, dient der zweite Tag jeweils als Vorschau. Im nächsten Schritt wird dieser zweite Tag als neuer Tag 1 erneut optimiert, diesmal mit dem seinerseits nachfolgenden Tag als Vorschau. D. h. insgesamt besteht ein Optimierungsdurchlauf für 1 Jahr aus 365 Einzeloptimierungen von jeweils 2-Tages-Abschnitten, von denen jeweils der erste Tag für die finalen Ergebnisse festgehalten wird. Dabei werden die Werte für zeitschrittübergreifende Variablen (bspw. Speicherfüllstände) jeweils aus der letzten Viertelstunde (t_{96}) des final optimierten Tages als Startwert (t_0) für den erneuten Optimierungsdurchlauf genutzt. Die Vorschau dient dazu, dass tatsächlich das globale Optimum gefunden wird. Würde jeweils nur ein einzelner Tag ohne Vorschau optimiert, würden sich im Sinne eines lokalen Optimums alle Speicher am Ende dieses Tages leeren (oder zuvor gar nicht füllen), damit keine erneuerbare Energie durch Verbleib im Speicher „verschwendet“ wird.

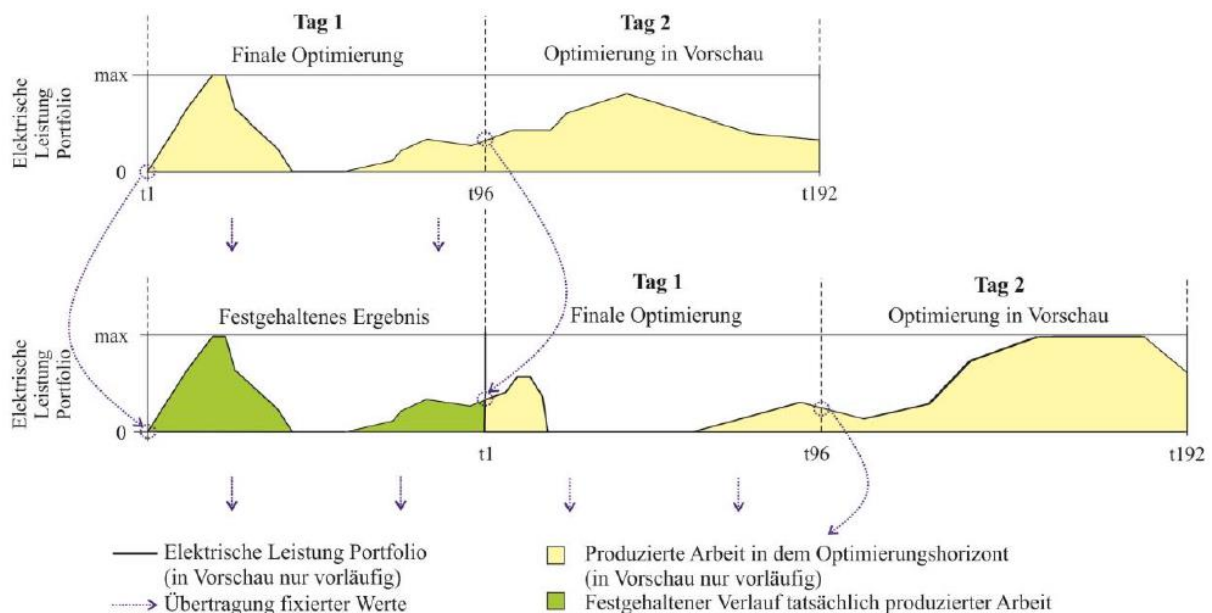


Abbildung 7-3: Funktionsprinzip des implementierten Rolling Horizon

Folgende Nebenbedingungen wurden ergänzend zur Zielfunktion für die Abbildung der Anwendungssituation implementiert:

- Die positive Residuallast muss jederzeit gedeckt werden, notfalls über die Nutzung des hochflexiblen Reserve-Kraftwerks mit unendlich großer installierter Leistung.
- Verbleibende Überschüsse (d. h. negative Residuallasten) sind erlaubt und werden der Nutzung (ohne Rückverstromung) in anderen Sektoren zugeführt, bspw. Power-to-Heat, Power-to-Gas oder Power-to-Chemicals.
- Die in AP 3 (vgl. Kapitel 4) festgelegten, durch die verschiedenen Typen an flexiblen Bioenergie-anlagen jährlich erzeugbaren Strommengen wurden – aufgrund des Rolling Horizon – auf die 2-Tages-Optimierungsabschnitte heruntergebrochen. Dies erfolgte proportional zur im jeweiligen 2-Tages-Optimierungsabschnitt auftretenden positiven Residuallast. Diese Zuordnung ist nicht ideal (vgl. Kapitel 7.3.4), jedoch unerlässlich, damit nicht zu Beginn des optimierten Jahres bereits die gesamte verfügbare

Jahreserzeugung aus Bioenergieanlagen ausgeschöpft wird, weil dies dem lokalen Optimum einer möglichst emissionsarmen Residuallastdeckung entsprochen hätte.

7.2.2 Abbildung der fossilen Spitzenlastkraftwerke, flexiblen Bioenergieanlagen und Stromspeicher

Tabelle 7-1 fasst die modellierten Eigenschaften der fossilen Spitzenlast-Kraftwerke (hier: Unterscheidung in Steinkohle- und GuD-Kraftwerk einerseits und Reservekraftwerk andererseits), flexiblen Bioenergieanlagen und Stromspeicher zusammen.

Tabelle 7-1: Zusammenfassung der modellierten Eigenschaften für die fossilen Spitzenlast-Kraftwerke, flexiblen Bioenergieanlagen und Stromspeicher

	Flexible Bioenergieanlagen	Stromspeicher	Steinkohle- und GuD-Kraftwerk	Reservekraftwerk
Installierte Leistung	X	X	X	X
Installierte Speicherkapazität	(X)	X		
Wirkungsgrad	X	X		
Mindestteillastgrenze	X	X	X	
Laständerungsgradienten Hoch-/Runterfahren	X	X	X	
Unterscheidung Heiß- und Kaltstart			X	
Begrenzung Startanzahl pro Tag	X			
Mindeststillstandszeit, Mindestbetriebszeit			X	
Ausfallwahrscheinlichkeit			X	
Reversible Selbstentladung	(X)	X		
Irreversible Selbstentladung		X		

Dabei bedeutet ein „X“, dass die jeweilige Eigenschaft berücksichtigt wurde. Es ist zu erkennen, dass das Reserve-Kraftwerk nahezu gar nicht durch Restriktionen eingeschränkt wird (auch die installierte Leistung ist so hoch gewählt, dass sie nicht restriktiv wirkt), damit es technisch zu jedem benötigten Zeitpunkt in der Lage ist, die positive Residuallast zu decken, um die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten. Ein „(X)“ bedeutet, dass die jeweilige Eigenschaft bei ein oder zwei der drei Bioenergieanlagentypen berücksichtigt wurde.

7.3 Ergebnisse

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Szenarioanalyse beschrieben. Die 12 Haupt-Szenarien (6 * Classic & 6 * VAREO) wurden bereits in Abbildung 7-3 in Kapitel 3.1.1 vorgestellt.

Darüber hinaus wurden weitere Szenariovarianten berechnet, um Konkurrenzen und Synergien zwischen den verschiedenen Flexibilitätstechnologien zu analysieren. Jede Szenariovariante wurde ebenfalls für beide Regionen und alle drei Jahre berechnet. Diese basieren auf dem Erzeugerpark der 6 Classic-Szenarien. Eine Übersicht über die weiteren Szenariovarianten gibt Tabelle 7-2.

Tabelle 7-2: Weitere berechnete Szenariovarianten

Szenario name	Szenario beschreibung
“Ohne Speicher ”	Keine Stromspeicher im Portfolio
“Ohne Bio ”	Keine Bioenergieanlagen im Portfolio
“Konst Bio ”	Die Bioenergieanlagen sind nicht flexibel, sondern werden mit konstanter Leistung betrieben
“Konst BioOhneSpeicher ”	Die Bioenergieanlagen sind nicht flexibel, sondern werden mit konstanter Leistung betrieben & keine Stromspeicher im Portfolio

In Abschnitt 7.3.1 werden zunächst die Ergebnisse der Classic Szenarien im Detail vorgestellt. Anschließend werden die wichtigsten Ergebnisse der VAREO-Szenarien sowie der weiteren Szenariovarianten in Abschnitt 7.3.2 zusammenfassend dargestellt. Daran schließt sich in Abschnitt 7.3.3 eine kurze Sensitivitätsanalyse im Hinblick auf die gewählte Dimensionierung der Stromspeicher an.

7.3.1 Classic-Szenarien

Abbildung 7-4 zeigt die Deckung der nach PV, Wind und Must-Run-Erzeugern verbliebenen Stromnachfrage durch die flexiblen Erzeuger und Speicher. Die zu deckende Stromnachfrage ist für alle sechs Classic Szenarien als graue Säule dargestellt. Die gestapelte, bunte Säule innerhalb der grauen Säule stellt die Stromerzeugung durch die Spitzenlastkraftwerke, die Stromspeicher sowie die flexiblen Bioenergieanlagen dar.

In beiden Regionen geht die Produktion aus den treibhausgas-behafteten, konventionellen Kraftwerken von 2030 bis 2050 deutlich zurück. Dabei wird das Reserve-Kraftwerk in keinem der sechs Szenarien erkennbar eingesetzt. Es ist deutlich zu erkennen, dass in der sonnengeprägten Region eine wesentlich größere Menge an Strom aus erneuerbaren Energieträgern durch Stromspeicher zeitlich verschoben wird als in der windgeprägten Region. Hierfür gibt es zwei denkbare Erklärungen: Einerseits ist es möglich, dass die verfügbaren Stromspeicher (aufgrund ihrer technischen Charakteristiken bzw. im Besonderen ihrer Dimensionierung) nicht so gut zu dem Residuallastprofil der windgeprägten Region passen. Diese These wird deutlich durch eine Analyse der Residuallastprofile in beiden Regionen gestützt. Während in der sonnengeprägten Region (vgl. Abbildung 7-5) regelmäßig negative Residuallasten – d. h. Stromüberschüsse – auftreten (insbesondere zur Mittagszeit im Sommerhalbjahr), fallen die Überschüsse in der windgeprägten Region (vgl. Abbildung 7-6) in weniger aber dafür längeren Blöcken an. Andererseits ist es möglich, dass in der windgeprägten Region zusätzlich der höhere Anteil an Stromproduktion aus flexiblen Bioenergieanlagen die Verschiebung von Stromüberschüssen verhindert. Hinsichtlich der Stromproduktion aus flexiblen Bioenergieanlagen kann festgehalten werden, dass die zuvor festgelegten Jahresproduktionsmengen pro Anlagentyp (vgl. Kapitel 4.3) recht gut eingehalten wurden.

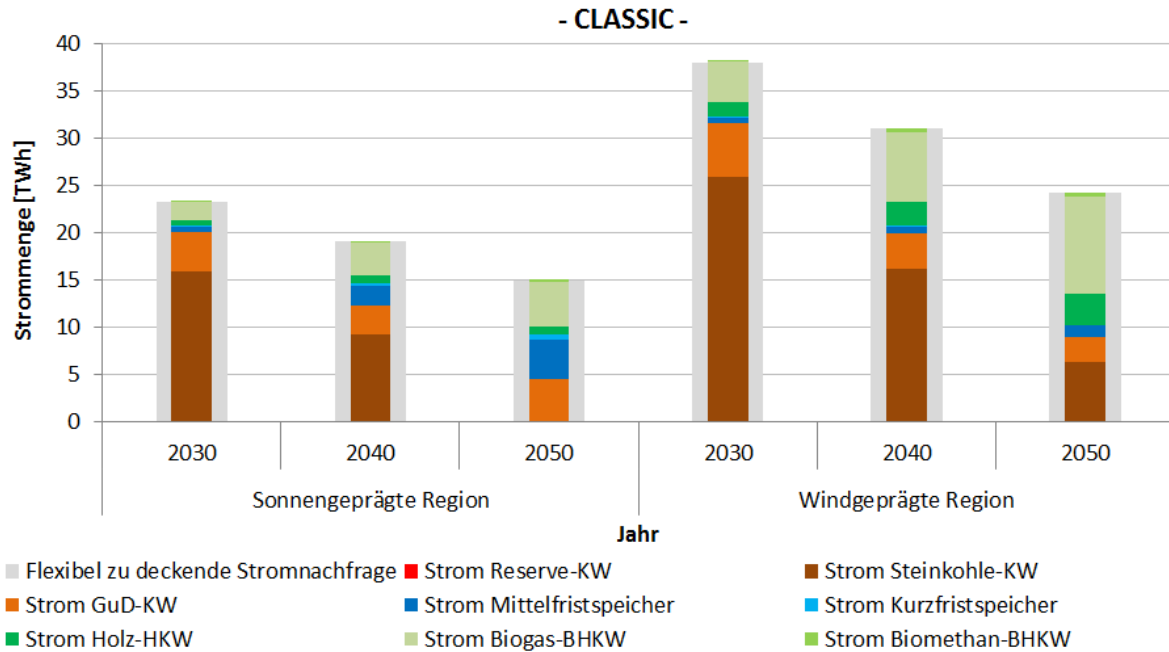


Abbildung 7-4: Deckung der verbliebenen Stromnachfrage durch flexible Erzeuger und Stromspeicher in den Classic Szenarien

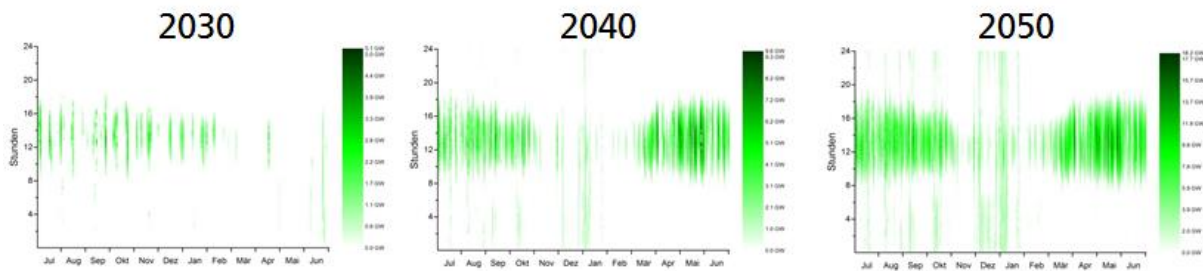


Abbildung 7-5: Zeitliche Profile der negativen Residuallast in der sonnengeprägten Region

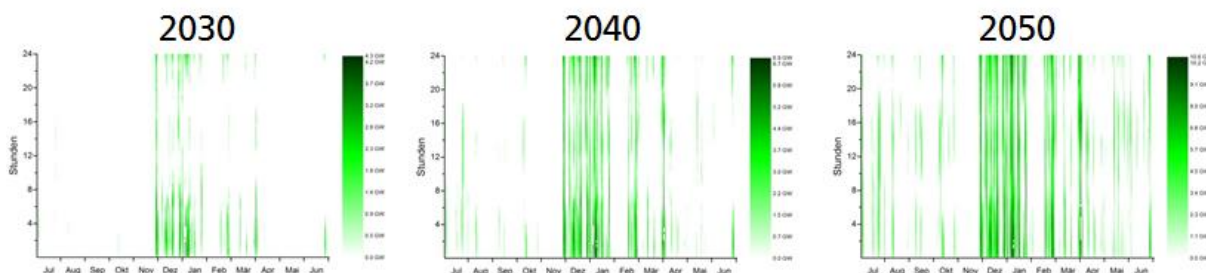


Abbildung 7-6: Zeitliche Profile der negativen Residuallast in der windgeprägten Region

Des Weiteren ist in Abbildung 7-4 beachtenswert, dass in der sonnengeprägten Region im Jahr 2050 kein Strom aus Steinkohle-Kraftwerken produziert wird, obwohl diese aufgrund der ökonomischen Merit-Order von der Zielfunktion grundsätzlich gegenüber GuD-Kraftwerken bevorzugt werden. Dieser Effekt wird hervorgerufen durch die geringere Flexibilität der Steinkohle-Kraftwerke (langsamere An-/Abfahrrampen sowie längere Mindestbetriebs-/stillstandszeiten) in Kombination mit dem typischen Tagesprofil der verbliebenen Stromnachfrage. Aufgrund der hohen installierten Leistung an Photovoltaikanlagen kommt es an sonnenreichen Tagen sehr regelmäßig jeweils in der Mittagszeit zu Stromüberschüssen. Mithilfe der Stromspeicher werden diese Überschüsse zwischengespeichert und zeitlich versetzt zur Lastdeckung eingesetzt. An einigen Tagen reichen die zwischengespeicherten Strommengen aus, um gemeinsam mit der

Stromproduktion aus flexiblen Bioenergieanlagen die Stromnachfrage vollständig zu decken. An anderen Tagen wird zusätzlich Strom aus konventionellen Kraftwerken benötigt, jedoch in der Regel nur für wenige Stunden, so dass die Steinkohle-Kraftwerke hier ihre ökonomisch bevorzugte Stellung verlieren. Abbildung 7-7 illustriert diesen Effekt, indem für drei beispielhafte September-Tage die Deckung der Residuallast durch die verschiedenen Erzeuger- und Speichertechnologien dargestellt wird.

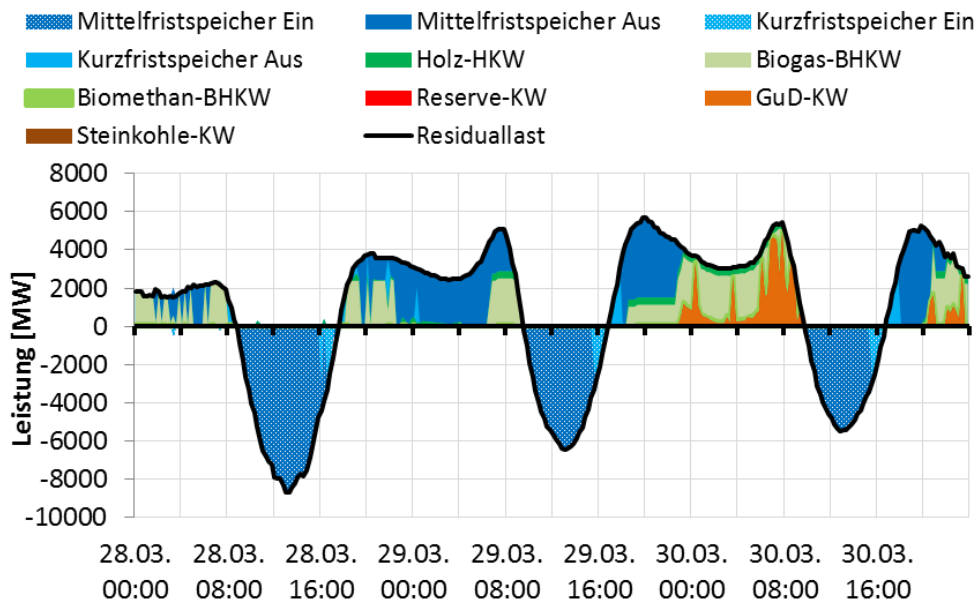


Abbildung 7-7: Beispielhafte Lastdeckung durch flexible Erzeuger und Stromspeicher in der sonnengeprägten Modellregion im Jahr 2050 (3 Tage im September)

Resultierend aus dem in Abbildung 7-4 präsentierten Stromproduktionsmix sowie der Stromproduktion aus Wind und PV und Must-Run-Technologien, ergeben sich für alle sechs Classic-Szenarien die in Abbildung 7-8 dargestellten EE-Anteile. Auf der primären y-Achse kann der jeweils erreichte EE-Anteil abgelesen werden. Dieser setzt sich aus dem EE-Anteil durch Wind, PV und Must-Run-EE-Technologien¹ (dunkelgrauer Abschnitt der jeweils linken Säule) und dem EE-Anteil durch flexible Bioenergieanlagen und Stromspeicher (hellgrauer Abschnitt der jeweils linken Säule) zusammen. Der letztgenannte Anteil wird in der jeweils rechten, bunten Säule aufgeschlüsselt auf die beiden Stromspeicher- sowie die drei Bioenergieanlagentypen, und ist auf der sekundären y-Achse abzulesen. Hierbei kann wiederum erkannt werden, dass die Stromspeicher (insbesondere die Mittelfristspeicher) in der sonnengeprägten Region einen deutlich höheren Anteil an der Erreichung des EE-Ziels besitzen als in der windgeprägten Region. Die drei Bioenergieanlagentypen tragen jeweils proportional zu ihrer installierten Leistung bzw. ihren vorfestgelegten Jahresproduktionsmengen zum flexiblen EE-Anteil bei. Die schwarzen Rauten bei den grauen Säulen kennzeichnen die Ziel-EE-Anteile der verschiedenen Szenarios, d. h. 50 % in 2030, 65 % in 2040 und 80 % in 2050. In der sonnengeprägten Region wurden die Ziel-EE-Anteile in allen drei Jahren mindestens erreicht oder sogar übererfüllt. Dagegen wurden sie in der Windregion in allen drei Jahren leicht unterschritten.

¹ Als Must-Run-EE-Technologien wurden Laufwasserkraftwerke, Geothermie-Kraftwerke sowie der Must-Run-Anteil der Bioenergieanlagen berücksichtigt (vgl. Kapitel 3)

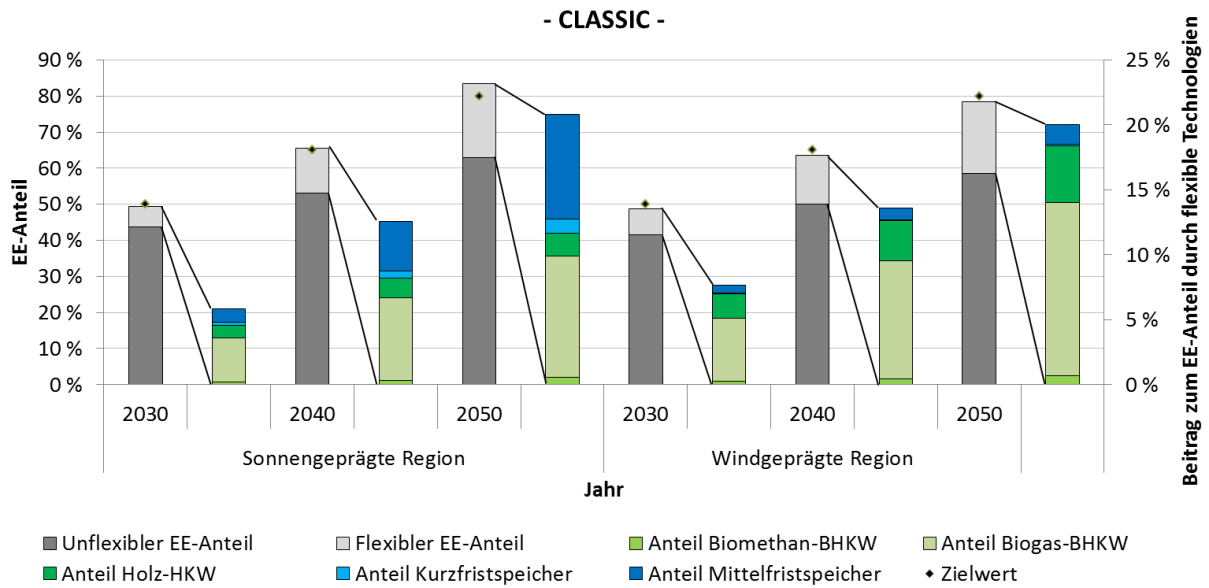


Abbildung 7-8: Erreichte EE-Anteile in der Stromversorgung der Modellregionen in den Classic Szenarien

Beispielhaft für die sonnengeprägte Region zeigen die folgenden Abbildungen verschiedene Betriebskennzahlen der flexiblen Erzeuger und Stromspeicher. Die Betriebs- und Volllaststunden werden in Abbildung 7-9 dargestellt. Gut zu erkennen ist die abnehmende Volllaststundenzahl bei den flexiblen Bioenergieanlagen. Diese resultiert aus der veränderten Dimensionierung der jeweiligen Typen: zur Erhöhung der Flexibilität ihres Betriebs wurde die installierte Anlagenleistung von 2030 bis 2050 schrittweise vergrößert (vgl. Kapitel 4.3). Erwartungsgemäß ist außerdem die Volllaststundenzahl der Steinkohle-Kraftwerke größer als die der GuD-Kraftwerke (mit der bereits beschriebenen Ausnahme im Jahr 2050). Die Stromspeicher weisen eine extrem geringe Anzahl an Volllaststunden auf, was auf eine eventuelle Überdimensionierung schließen lässt.

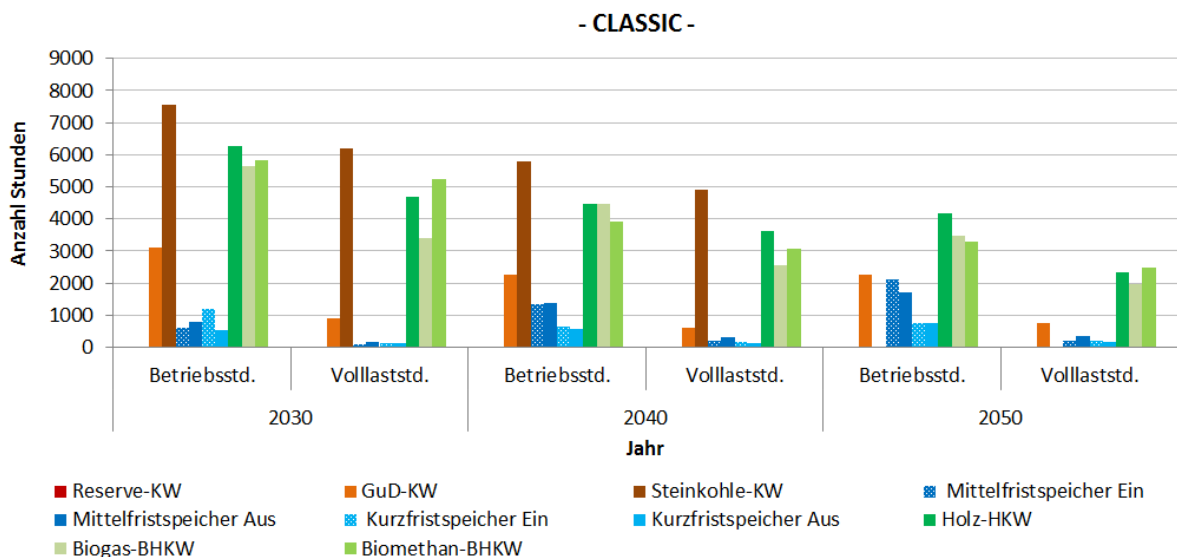


Abbildung 7-9: Betriebs- und Volllaststunden der flexiblen Erzeuger sowie Stromspeicher in der sonnengeprägten Region

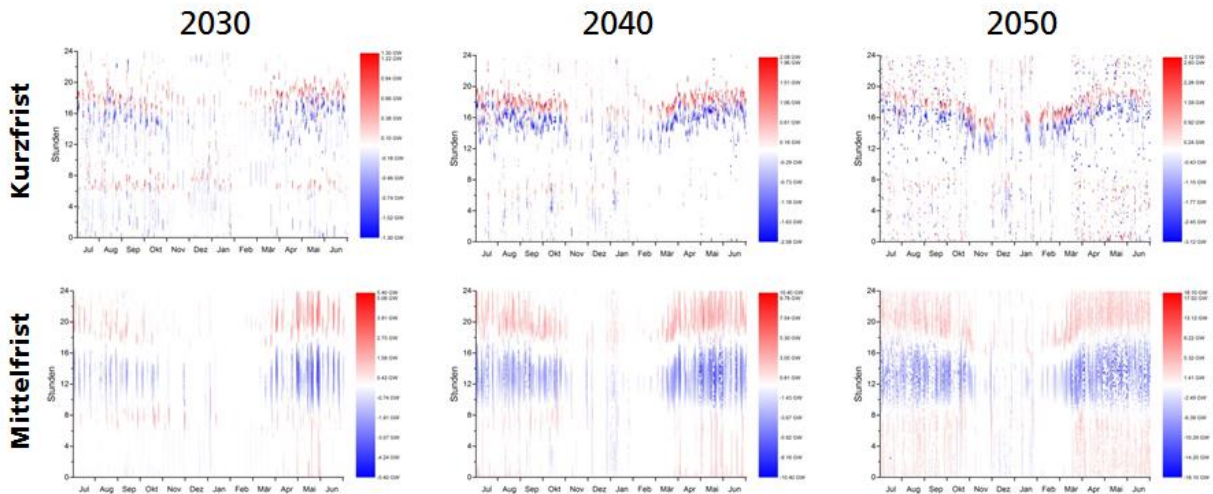
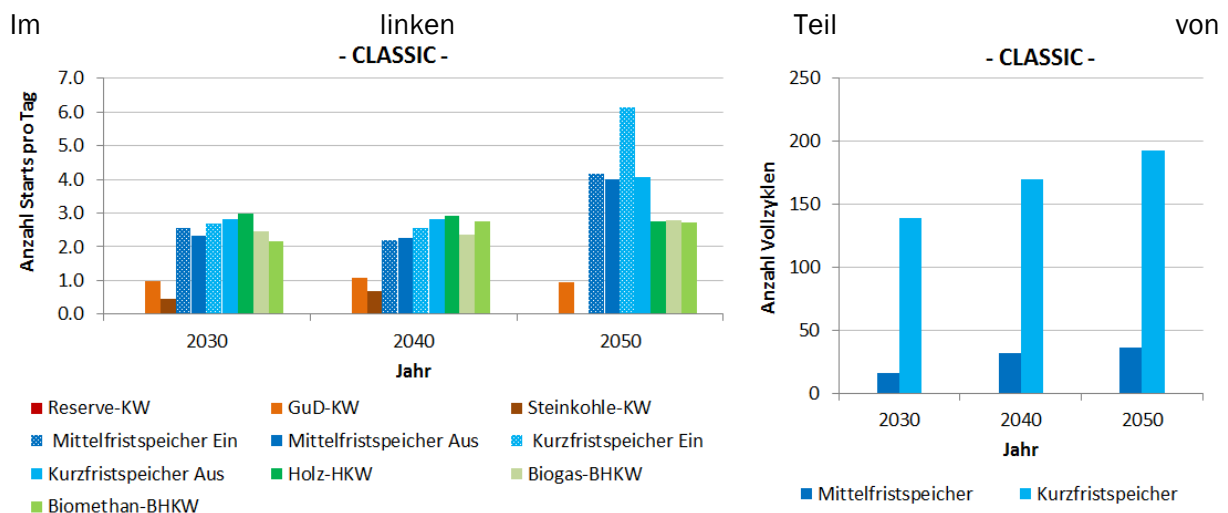


Abbildung 7-10: Zeitlicher Verlauf der Ein- und Ausspeicherleistungen der Kurz- und Mittelfristspeicher

Zur weiterführenden Analyse, ob eine Überdimensionierung der Stromspeicher vorliegt, kann der rechte Teil von Abbildung 7-11 herangezogen werden, in der die Vollzyklen² für beide Speichertypen aufgetragen sind. Während die Kurzfristspeicher zwischen 139 und 193 Vollzyklen aufweisen, liegt die Vollzyklenzahl bei den Mittelfristspeichern bei nur 16 bis 36 Vollzyklen. Aufgrund der täglichen Überschuss-Charakteristik in der sonnengeprägten Region wären maximal 365 Vollzyklen theoretisch möglich. Gut dimensionierte PV-Batteriespeicher bei Einfamilienhäusern erreichen in der Praxis ca. 250 Zyklen (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg 2017). Dies zeigt, dass die Speicherkapazität der Kurzfristspeicher vergleichsweise gut ausgenutzt wird, die Speicherkapazität der Mittelfristspeicher dagegen deutlich überdimensioniert scheint. Dies wird bestätigt durch Abbildung 7-10, in der der zeitliche Verlauf der Ein- und Ausspeicherleistung grafisch dargestellt wird. Die optische Analyse ergibt, dass die Kurzfristspeicher regelmäßig mit Leistungen im Bereich der Nennleistung ein- und ausspeichern, während die Mittelfristspeicher meist nur im Teillastbereich betrieben werden. Weiterführende Sensitivitätsanalysen zur Dimensionierung der Stromspeicher befinden sich in Kapitel 7.3.3.



² Ein Vollzyklus ist ein Kennwert dafür, wie oft die gesamte Speicherkapazität vollständig befüllt und anschließend wieder entleert worden ist.

Abbildung 7-11 ist die durchschnittliche, tägliche Startanzahl der verschiedenen Technologien illustriert. Die Anzahl an Starts bei den flexiblen Bioenergieanlagen liegt bei knapp unter 3, d. h. die maximal erlaubte, tägliche Startanzahl wird gut ausgeschöpft. In weiterführenden Untersuchungen könnte geprüft werden, inwiefern eine noch höhere Flexibilität der Bioenergieanlagen (durch eine höhere erlaubte Startanzahl) zu einer verbesserten Integration erneuerbarer Energien beitragen kann. Die GuD-Kraftwerke werden im Schnitt einmal täglich gestartet, die Steinkohle-Kraftwerke deutlich seltener. Weitere Informationen zum Betriebsverhalten der verschiedenen Technologien können den Carpet Plots im Anhang entnommen werden.

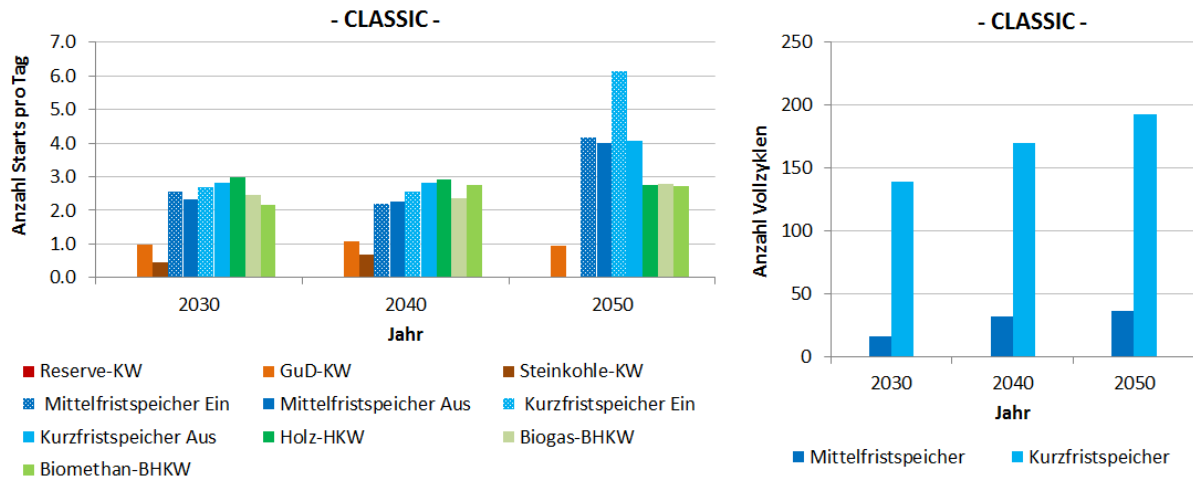


Abbildung 7-11: Anzahl Starts pro Tag der Erzeuger und Stromspeicher (links) sowie Anzahl Vollzyklen der Stromspeicher, sonnengeprägte Region

Als letzter Aspekt werden in diesem Abschnitt die Stromüberschüsse beider Modellregionen analysiert, welche nicht zur Residuallastdeckung im Stromsektor benötigt werden. Diese müssten entweder abgeregelt werden oder könnten alternativ cross-sektoral genutzt werden, bspw. über die Pfade Power-to-Heat, Power-to-Gas oder Power-to-Chemicals. Die cross-sektorale Nutzung wäre zu bevorzugen, weil hierdurch auch im Wärmesektor, Verkehrssektor oder Produktionssektor verstärkt erneuerbare Energien integriert würden. Tabelle 7-3 fasst für alle sechs Classic-Szenarien die jährlichen Überschussmengen sowie die dabei aufgetretenen maximalen Überschussleistungen zusammen. Die zeitlichen Profile der verbleibenden Überschüsse sind für die sonnengeprägte Modellregion in Abbildung 7-12 und für die windgeprägte Modellregion in Abbildung 7-13 grafisch aufbereitet. Hierin wird auch die zeitliche Entwicklung von 2030 bis 2050 deutlich. Während in 2030 nur sehr geringe Überschussmengen vorhanden sind, fallen in 2050 4,9 TWh bzw. 5,4 TWh an Überschüssen an. Dabei treten die höheren Überschussmengen in der windgeprägten Modellregion auf, während die sonnengeprägte Modellregion die höheren Maximalleistungen aufweist. Beides lässt sich mit der regionenspezifischen Charakteristik erklären. Die höheren, verbleibenden Überschussmengen in der windgeprägten Modellregion können mit dem blockartigen Auftreten der Überschüsse in Starkwindphasen erklärt werden. Wie zuvor gezeigt, können die vorgesehenen Kurz- und Mittelfristspeicher in diesen Phasen nur einen geringen Teil des produzierten Stroms aus erneuerbaren Energien zwischenspeichern und zeitlich verlagern. Sobald die Speicher voll sind, kann der weitere produzierte Strom nicht im Stromsektor verwertet werden. Insofern hat der verbleibende Überschuss zur cross-sektoralen Nutzung in der windgeprägten Modellregion ebenfalls blockartigen Charakter: er tritt in der Regel ganztägig auf, jedoch insgesamt an nicht sehr vielen Tagen des Jahres. Währenddessen treten die Überschüsse in der sonnengeprägten Region sehr regelmäßig auf (im Sommerhalbjahr nahezu täglich), jedoch immer nur in der Mittagszeit für eine Dauer von wenigen Stunden. Die hohen Maximalleistungen hängen wiederum mit der installierten Leistung an Photovoltaikanlagen in der sonnengeprägten Region zusammen. Aufgrund der, im Vergleich zu Windkraftanlagen, geringeren Volllaststundenzahl, werden mehr PV-Anlagen benötigt, um einen hohen Beitrag zur Nachfragedeckung erzielen zu können. Insofern

wird bei hoher Solareinstrahlung eine besonders hohe Einspeiseleistung aus PV-Anlagen erzielt, welche dementsprechend in hohen Überschussleistungen resultiert.

In weiterführenden Arbeiten wäre zu klären, welche Power-to-X-Verfahren am besten zu den jeweiligen Überschussprofilen passen. Sowohl im Hinblick auf die jahreszeitliche Verfügbarkeit des Stroms als auch im Hinblick auf die jeweilige Verfügbarkeitsdauer.

Tabelle 7-3: Verbliebene Überschüsse nach Deckung der Residuallast in den Classic-Szenarien

		Jährliche Menge Stromüberschuss [TWh/a]	Maximale Überschussleistung [GW]
Sonnengeprägte Modellregion	2030	0	0,3
	2040	0,3	9,5
	2050	4,9	18,2
Windgeprägte Modellregion	2030	0,1	3,4
	2040	1,5	6,6
	2050	5,4	10,5

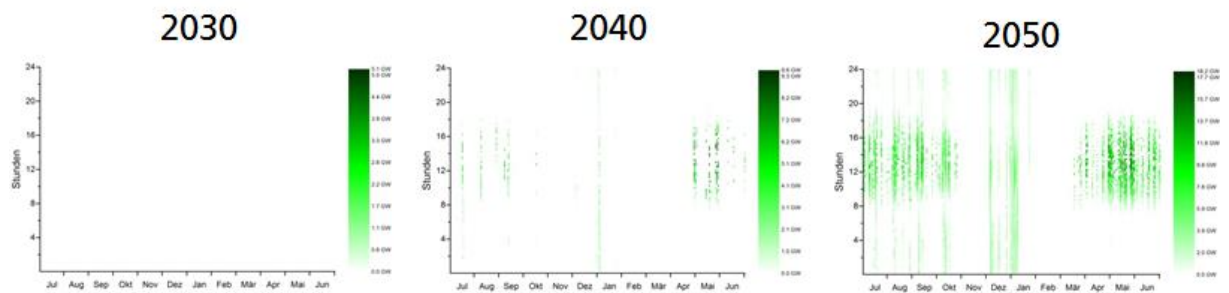


Abbildung 7-12: Verbliebene Überschüsse nach Deckung der Residuallast in der sonnengeprägten Modellregion

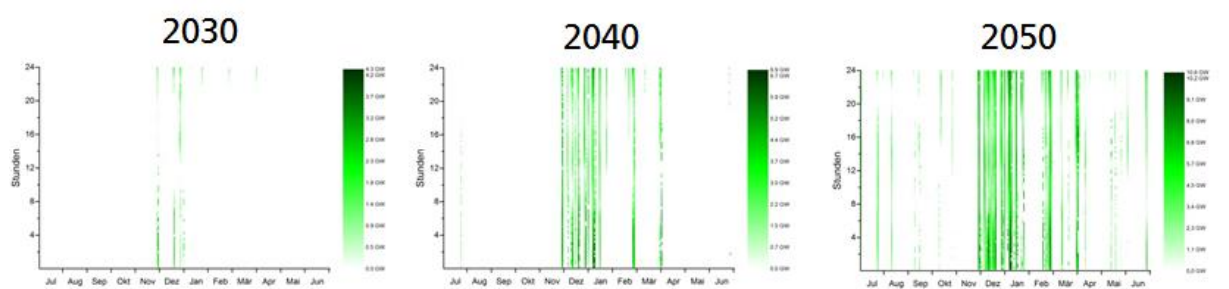


Abbildung 7-13: Verbliebene Überschüsse nach Deckung der Residuallast in der windgeprägten Modellregion

7.3.2 Weitere Szenarien

In diesem Abschnitt werden die wichtigsten Ergebnisse aller Szenariovarianten zusammenfassend vorgestellt.

Abbildung 7-14 stellt die erreichten EE-Anteile aller Szenarien dar. Dabei befinden sich die Ergebnisse für die sonnengeprägte Region im linken Teil der Abbildung, die der windgeprägten Region im rechten Teil der Abbildung. Analog zu der Auswertung der Classic-Szenarien in Kapitel 7.3.1 wird der erreichte EE-Anteil differenziert in den Anteil, der durch Wind, PV sowie Must-Run-EE-Technologien bereitgestellt wird (dunkelgrauer Säulenbestandteil), und den Anteil, der aus

dem Betrieb der flexiblen Bioenergieanlagen sowie den Stromspeichern resultiert (hellgrauer Säulenbestandteil). Die horizontale, rote Linie stellt wiederum den Ziel-EE-Anteil für das jeweilige Jahr dar. Die Szenariovarianten rufen in den beiden Modellregionstypen unterschiedliche Effekte im Hinblick auf den erreichbaren EE-Anteil hervor.

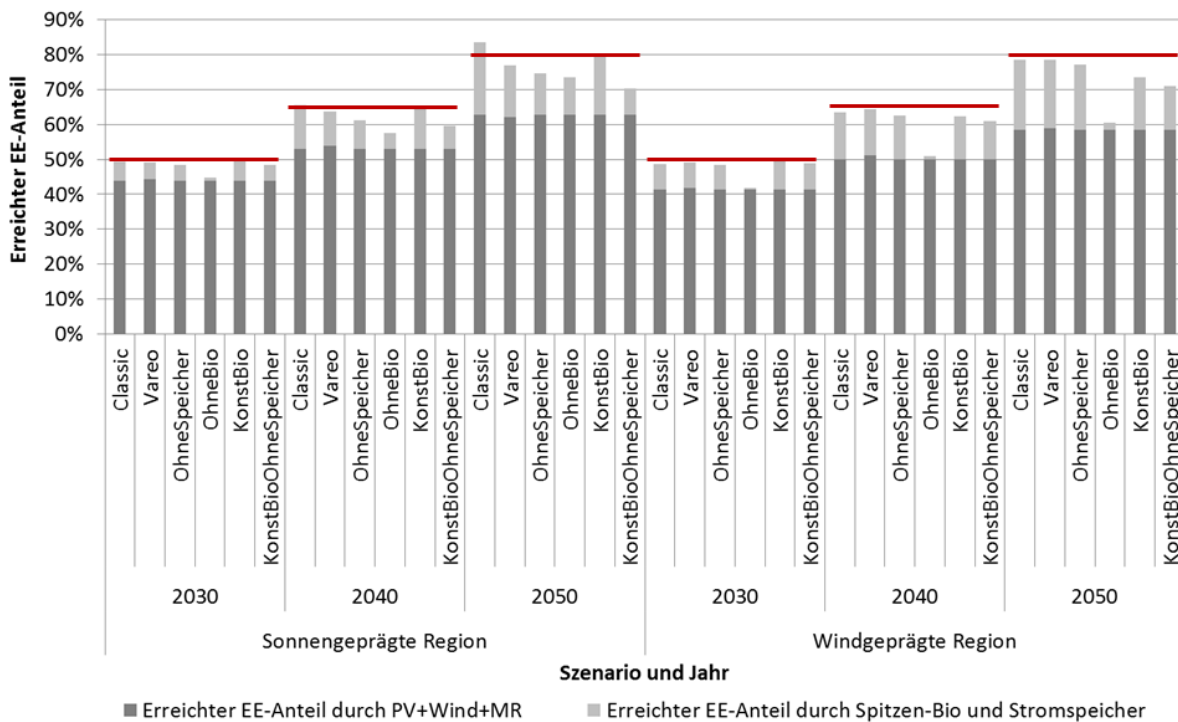


Abbildung 7-14: Erreichte EE-Anteile im Szenarienvergleich

In der sonnengeprägten Region führt „VAREO“ im Vergleich zu „Classic“ zu einem leichten (2030, 2040) bzw. deutlichen (2050) Rückgang des erreichbaren EE-Anteils. Dies ist dadurch zu erklären, dass die Vorglättung der Residuallastkurve (vgl. Kapitel 3) vor Einsatz der flexiblen Erzeuger und der Stromspeicher dazu führt, dass diese ein für Stromspeicher schlechter verwertbares Verlaufsprofil aufweist. Besonders gut verwertbar für Kurz- und Mittelfriststromspeicher wäre ein Profil, in dem sich regelmäßig negative und positive Residuallast abwechseln, idealerweise mit einem zeitlichen Abstand von wenigen Stunden. Die Entfernung der Stromspeicher in „ohneSpeicher“ reduziert den EE-Anteil ebenfalls, wobei der Effekt von 2030 (ca. 1 Prozentpunkt Reduktion) bis 2050 (ca. 9 Prozentpunkte Reduktion) zunimmt. Dies zeigt, dass Stromspeicher eine höhere Bedeutung besitzen, je mehr erneuerbare Energien in das Energiesystem integriert werden sollen. Das Entfernen der Bioenergieanlagen in „ohneBio“ führt zu einer deutlichen Reduktion des erreichbaren EE-Anteils (4,5 bis 10 Prozentpunkte). Dies liegt daran, dass die Bioenergie einen direkten Beitrag zur Erreichung des EE-Anteils leistet, ohne dass – wie bei den Stromspeichern – zuvor Überschüsse anfallen müssen, welche lediglich zeitlich verschoben werden. D. h. die flexiblen Bioenergieanlagen übernehmen primär die Rolle eines Stromerzeugers, welcher die Stromerzeugung als sekundären Nutzen in gewissen Grenzen zeitlich flexibel und damit systemdienlich gestalten kann. Dies zeigt sich in der Sonnenregion auch deutlich an der Szenariovariante „KonstBio“, bei der dieselbe Strommenge produziert wird wie im Classic-Szenario, jedoch unflexibel, d. h. die Einspeisung aus den Bioenergieanlagen erfolgt mit einer durchgängig konstanten Leistung. In 2030 und 2040 wird derselbe EE-Anteil erreicht wie mit flexiblen Bioenergieanlagen (vgl. Classic-Szenario). Erst in 2050 führt die Inflexibilität zu einem um 3 Prozentpunkte geringeren EE-Anteil. Es wird jedoch in allen drei Jahren das jeweilige EE-Ziel erreicht. Dieser recht geringe Einfluss von unflexiblen Bioenergieanlagen ist auch auf den kompensierenden Einfluss der Stromspeicher zurückzuführen, wie man im Vergleich der Szenariovarianten „KonstBio“ und „KonstBioOhneSpeicher“ erkennen kann. In Letzterer werden deutlich geringere EE-Anteile erreicht, im Jahr 2050 stellt dies sogar die ungünstigste Variante dar. Hieraus kann gefolgert

werden, dass die Stromspeicher die zusätzlichen Überschüsse durch den konstanten Betrieb der Bioenergieanlagen in „KonstBio“ aufgenommen und zeitlich verlagert haben, d. h. die Inflexibilität der Bioenergieanlagen ausgeglichen haben. Entfallen jedoch beide Flexibilitätstechnologien, dann können nur deutlich weniger erneuerbare Energien in den Stromsektor integriert werden.

In der windgeprägten Region kann mit Hilfe von „VAREO“ der erreichbare EE-Anteil gegenüber „Classic“ leicht gesteigert werden, wodurch diese Szenariovariante in allen drei Jahren die beste Variante darstellt. Trotzdem wird in keinem der drei Jahre der Ziel-EE-Anteil erreicht.³ Der verbesserte EE-Anteil liegt darin begründet, dass das Einspeiseprofil des optimierten Wind&PV-Erzeugerparks geglättet und besser dem Verlauf der Stromnachfrage angepasst ist. Insofern kommt es zu weniger Überschüssen, d. h. der produzierte EE-Strom wird besser in den Stromsektor integriert und genutzt. Der Verzicht auf Stromspeicher in „ohneSpeicher“ macht in der windgeprägten Region nur einen untergeordneten Effekt aus. Dies war zu erwarten, da die Stromspeicher bereits im Classic-Szenario nur einen geringen Beitrag an der Lastdeckung und dementsprechend an dem erreichten EE-Anteil hatten. Der Verzicht auf Bioenergieanlagen in „OhneBio“ ist aus dem schon bei der sonnengeprägten Region angesprochenen Grund, dass Bioenergie als Stromerzeuger einen direkten Beitrag zum EE-Anteil liefert, in allen drei Jahren mit dem deutlichsten Rückgang im EE-Anteil verbunden (bis zu knapp 18 Prozentpunkten im Jahr 2050). Die Szenariovariante „KonstBio“ zeigt, dass in der windgeprägten Region die Flexibilität der Bioenergieanlagen spätestens ab dem Jahr 2040 eine hohe Bedeutung hat. Im Gegensatz zum Verzicht auf Stromspeicher in „OhneSpeicher“ führt der Verzicht auf die Flexibilität der Bioenergieanlagen in „KonstBio“ zu einem deutlich höheren Rückgang des erreichbaren EE-Anteils, auch weil die Inflexibilität der Bioenergieanlagen – im Gegensatz zur sonnengeprägten Region – nicht durch den Betrieb von Stromspeichern kompensiert werden kann. Folglich entspricht die Reduktion des EE-Anteils in der Szenariovariante „KonstBioOhneSpeicher“ lediglich der Summe der Reduktionen von „OhneSpeicher“ und „KonstBio“.

Zum Nachvollziehen der Szenariovarianten dient zusätzlich Abbildung 7-15. Darin ist die gesamte Strombilanz für alle Szenariovarianten zusammengestellt. Der horizontale blaue Strich stellt die Stromnachfrage dar. Diese setzt sich aus der ursprünglichen Stromnachfrage zusammen (abzulesen jeweils in der Szenariovariante „ohneSpeicher“), sowie der Stromnachfrage der Stromspeicher für die Einspeicherung. Die gestapelte Säule weist die Stromerzeugung der verschiedenen Technologiegruppen aus. Erfasst sind sowohl die Produktionen der in diesem Kapitel betriebsoptimierten flexiblen Erzeuger und Stromspeicher als auch die Produktionen aus Wind, Photovoltaik, EE-Must-Run-Technologien und konventionellen Must-Run-Kraftwerken. Durch Vergleich der Stromnachfrage und der Stromerzeugung kann zusätzlich die jährliche Überschussmenge abgelesen werden. Die grundlegenden Unterschiede in der Höhe und Zusammensetzung der jeweiligen Strombilanz (insbesondere im Vergleich der beiden Modellregionen) liegen in dem jeweils festgelegten Erzeugerpark der Modellregionen und Jahre begründet (vgl. Kapitel 3).

³ Die Nicht-Erreichung der EE-Ziele ist nicht dem VAREO-Ansatz zuzuschreiben, sondern liegt an der gewählten, methodischen Vorgehensweise. Im VAREO-Modell werden Energiespeicher stark vereinfacht abgebildet, wodurch die durch Speicher verlagerbare EE-Menge überschätzt und somit der EE-Ausbaubedarf unterschätzt wird. Durch eine zweite Iterationsschleife über beide Modelle hinweg wäre dies voraussichtlich zu beheben.

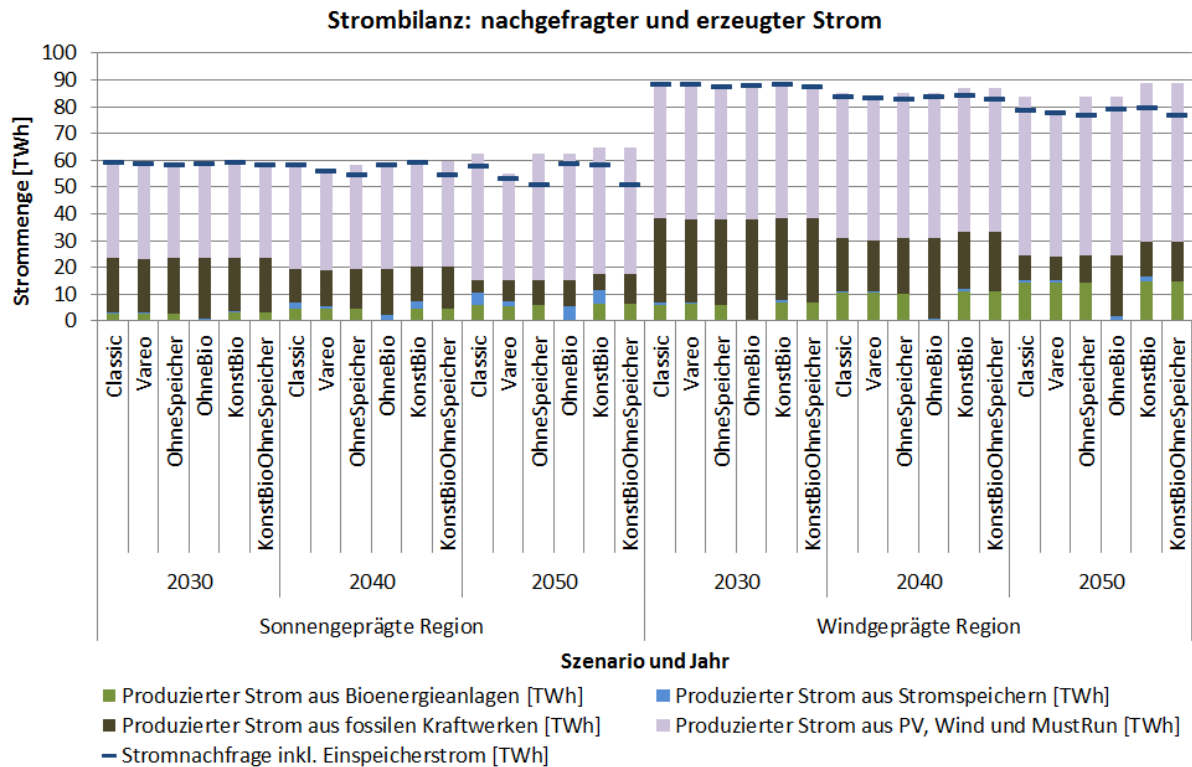


Abbildung 7-15: Strombilanz im Szenarienvergleich

Darüber hinaus ist deutlich zu erkennen, dass „VAREO“ in beiden Modellregionen und allen drei Jahren die verbliebenen Überschüsse minimiert. In der sonnengeprägten Region werden die Überschüsse im Vergleich zum Classic-Szenario um 33 % reduziert, in der windgeprägten Region um 93 %.

Ebenso wird sichtbar, dass in der Szenariovariante „ohneBio“ der fehlende Bioenergiestrom in der Regel ausschließlich durch Strom aus konventionellen Kraftwerken substituiert wird. Eine Ausnahme stellt insbesondere das Jahr 2050 dar, in dem vorab ausreichend Überschüsse vorliegen. In diesem Fall werden die Stromspeicher verstärkt eingesetzt, um einen zusätzlichen Teil der Überschüsse durch zeitliche Verschiebung nutzbar zu machen und so einen kleinen Teil des wegfallenden Stroms aus Bioenergieanlagen zu substituieren. Aufgrund des insgesamt geringen Speichereinsatzes in der windgeprägten Region ist der beschriebene Effekt dort in der Grafik nur schwer zu erkennen, auf geringem Niveau tritt er dort jedoch genauso auf wie in der sonnengeprägten Region.

Eine zusätzliche Analyse der maximalen Überschussleistungen im Vergleich der verschiedenen Szenariovarianten bestätigt das bereits im Classic-Szenario vorgefundene Ergebnis, dass in der sonnengeprägten Region höhere Maximalleistungen auftreten. Im Durchschnitt über alle Szenariovarianten liegt die maximale Überschussleistung in der sonnengeprägten Region um 42 % höher als in der windgeprägten Region.

7.3.3 Sensitivitätsanalyse Speicherdimensionierung

In diesem Kapitel wird dargestellt, inwiefern eine anders gewählte Dimensionierung der Stromspeicher die Ergebnisse beeinflusst. Dazu wird für beide Modellregionen beispielhaft das Jahr 2050 herausgegriffen, da in diesem Jahr der höchste Speichereinsatz zu verzeichnen ist. In Kapitel 7.3.1 ist herausgearbeitet worden, dass die Mittelfristspeicher deutlich überdimensioniert sind, wohingegen die Kurzfristspeicher regelmäßig im Bereich nahe der Nennleistung betrieben werden. Daher gilt es hier zu prüfen, ob auch eine geringere installierte Leistung bei den Mittelfristspeichern ausreichen würde, und ob eine höhere installierte Leistung bei den Kurzfristspeichern einen Mehrwert erzielt. Aus Gründen des limitierten zeitlichen Umfangs im

Projekt, in dem ursprünglich keine solche Sensitivitätsanalyse vorgesehen war, wurden nur die beiden folgenden, kombinierten Sensitivitätsanalysen durchgeführt:

- „Dim01“: Halbierung der installierten Leistung der Mittelfristspeicher bei gleichzeitiger Verdopplung der installierten Leistung der Kurzfristspeicher⁴
- „Dim02“: Drittelung der installierten Leistung der Mittelfristspeicher bei gleichzeitiger Verdreifachung der installierten Leistung der Kurzfristspeicher⁵

Für weiterführende Forschungsarbeiten ist zu empfehlen, getrennte Sensitivitätsanalysen für die Kurz- und Mittelfristspeicher durchzuführen. Hierdurch kann deren Nutzen für den Energieausgleich in den Regionen genauer bestimmt werden, so dass infolgedessen eine Empfehlung ausgesprochen werden kann, welcher Mix an Kurzfristspeichern und Mittelfristspeichern unter den jeweiligen Randbedingungen der Region optimal ist.

Abbildung 7-16 stellt die Beiträge der verschiedenen Technologien zur Lastdeckung im Classic-Szenario sowie den beiden Sensitivitätsrechnungen einander gegenüber.

In der sonnengeprägten Region (linker Teil von Abbildung 7-16) führt die Halbierung der Mittelfristspeicher zu einer Reduktion des Stromdeckungsbeitrags von 13,5 %, die Drittelung zu einer Reduktion um ca. 27 %. Gleichzeitig führt die Verdopplung der Kurzfristspeicher zu einer Verdopplung von deren Stromdeckungsbeitrag bzw. führt die Verdreifachung zu einer knappen Verdreifachung. Die beiden Effekte gleichen sich aus, so dass der EE-Anteil nahezu unverändert bleibt (Steigerung um 0,1 Prozentpunkte). Die verbliebenen, jährlichen Stromüberschüsse bleiben etwa auf demselben Niveau wie im Classic-Szenario.

In der windgeprägten Region (rechter Teil von Abbildung 7-16) führt die Halbierung der Mittelfristspeicher zu einer Reduktion des Stromdeckungsbeitrags von lediglich 4,5 %, die Drittelung der Mittelfristspeicher führt zu einer Reduktion von knapp 20 %. Gleichzeitig führt die Verdopplung der Kurzfristspeicher zu einer Steigerung des Stromdeckungsbeitrags von 60 % und die Verdreifachung führt zu einer Verdopplung des Stromdeckungsbeitrags. Auch hier gleichen sich die beiden Effekte aus, so dass der EE-Anteil nahezu unverändert bleibt (Reduktion um 0,1 Prozentpunkte). Die verbliebenen, jährlichen Stromüberschüsse bleiben etwa auf demselben Niveau wie im Classic-Szenario.

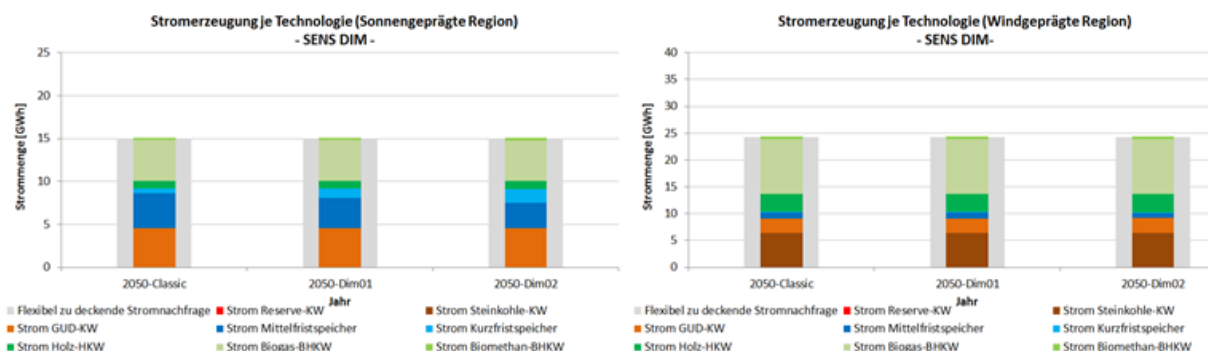


Abbildung 7-16: Deckung der verbliebenen Stromnachfrage durch flexible Erzeuger und Stromspeicher in den Sensitivitätsrechnungen bezüglich der Speicherdimensionierung

Wie zu erwarten, steigen in beiden Modellregionen die Anzahl an Volllaststunden und Vollzyklen für die Mittelfristspeicher an, die der Kurzfristspeicher sinken entsprechend (vgl. Abbildung 7-17). Hervorzuheben ist, dass die Anzahl an Vollzyklen der Kurzfristspeicher in der sonnengeprägten

⁴ Im Vergleich zu den installierten Leistungen in den Classic-Szenarien (vgl. Tabelle 5-4)

Modellregion nur leicht und erst ab einer Verdreifachung der Kurzfristspeicher absinkt. Diese hohe Ausnutzung der zusätzlichen Kurzfristspeicher unterstreicht deren Bedeutung für die Integration der Einspeisung aus Photovoltaikanlagen.

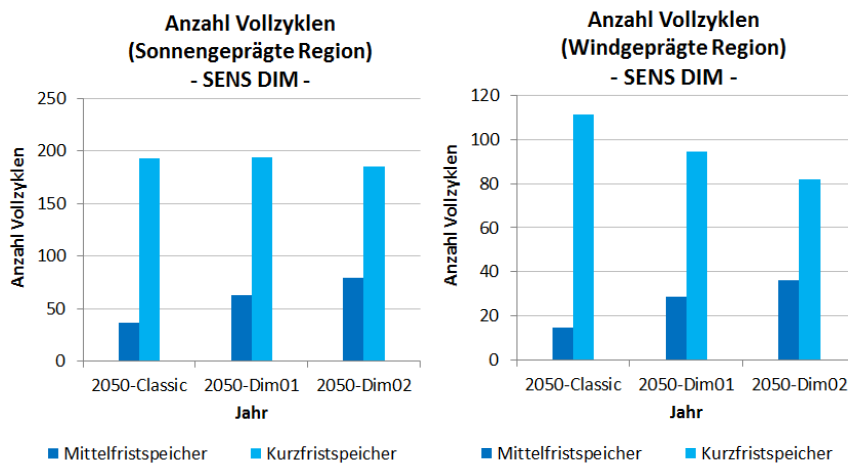


Abbildung 7-17: Entwicklung der Vollzyklen in den Sensitivitätsrechnungen bezüglich der Stromspeicherdimensionierung

Tabelle 7-4 fasst weitere Kennzahlen des Speicherbetriebs für die verschiedenen Speicherdimensionierungen zusammen.

Tabelle 7-4: Kennzahlen zum Betrieb der Kurzfristspeicher in den verschiedenen Dimensionierungen

	Classic	Dim01	Dim02
Windgeprägte Modellregion			
Anzahl der Ladevorgänge	219	222	213
Anteil der Ladevorgänge, bei denen der Speicher vollständig gefüllt wurde	49 %	44 %	37 %
Durchschnittliche Dauer eines Ladevorgangs in h	1,66	1,83	2,09
Zeiträume mit max. Ladeleistung bezogen auf alle Zeiträume während derer geladen wurde	10 %	4 %	2 %
Sonnengeprägte Modellregion			
Anzahl der Ladevorgänge	588	582	543
Anteil der Ladevorgänge, bei denen der Speicher vollständig gefüllt wurde	28 %	35 %	41 %
Durchschnittliche Dauer eines Ladevorgangs in h	1,29	1,7	2,3
Zeiträume mit max. Ladeleistung bezogen auf alle Zeiträume während derer geladen wurde	5 %	3 %	1 %

Nicht immer ist es möglich, die Speicher mit voller Leistung zu laden. In der sonnengeprägten Region wurde bereits bei der ursprünglichen Speicherdimensionierung nur während 5 % der Viertelstunden, während derer geladen wurde, mit der maximalen Ladeleistung geladen, in der windgeprägten Region waren es 10 %. Ein Grund dafür liegt in dem Umstand, dass die negative Residuallast – zu dem Zeitpunkt in dem ein Einsatz der Kurzfristspeicher sinnvoll ist – meist geringer ist als die installierte Speicherleistung. Die Anzahl der Viertelstunden, während derer mit Volllast geladen wird, reduziert sich mit den größeren Dimensionierungen in „Dim01“ und „Dim02“ weiter. Dadurch, dass die volle Ladeleistung nicht immer abgerufen werden kann, steigt in beiden Gebieten die mittlere Ladedauer an (windgeprägte Modellregion: um 10,2 % in „Dim01“ und 25 % in „Dim02“, sonnengeprägte Region: um 31,8 % in „Dim01“ und 78,3 % in „Dim02“).

Die Speicherkapazität der Kurzfristspeicher ist auch mit vergrößerter Kapazität weiterhin häufig das begrenzende Element der Kurzfristspeicherladung, insbesondere in der windgeprägten Region. Hier wurden mit der Ursprungsdimensionierung die Speicher in knapp 50 % der Fälle vollständig gefüllt. Mit höherer Kapazität reduziert sich der Anteil und liegt mit „Dim02“ bei 37 %. In der sonnengeprägten Region ist ein ungewöhnliches Phänomen aufgetreten: Die vergrößerten Speicher werden häufiger vollständig gefüllt: 35 % in Dim01 und 41 % in Dim02 statt ursprünglich 28 %. Eine Erklärung kann sein, dass die Kurzfristspeicher einen Teil der ursprünglichen Aufgabe der hier verkleinerten Mittelfristspeicher übernehmen.

Zuletzt soll die Frage geklärt werden, ob der Mehrwert durch die Erhöhung der installierten Leistung der Kurzfristspeicher tatsächlich aus einer Erhöhung der zur Verfügung stehenden Leistung resultiert, oder ob die Speicher nacheinander („kaskadiert“) eingesetzt werden, so dass ein größeres Kapazitäts-zu-Leistungs-Verhältnis erreicht wird (bislang 1:1, theoretisch wäre nun bis zu 2:1 bzw. 3:1 möglich bei gleichbleibender Leistung im Vergleich zum Classic-Szenario). Es zeigt sich, dass die Kurzzeitspeicher zeitgleich und nicht kaskadiert verwendet werden, solange die Residuallast die Ladeleistung übersteigt. Die Leistung der Kurzzeitspeicher ist für die ursprüngliche Speicherdimensionierung und die beiden Varianten der Sensitivitätsanalyse in Abbildung 7-18 für beide Regionen über ein Jahr dargestellt.

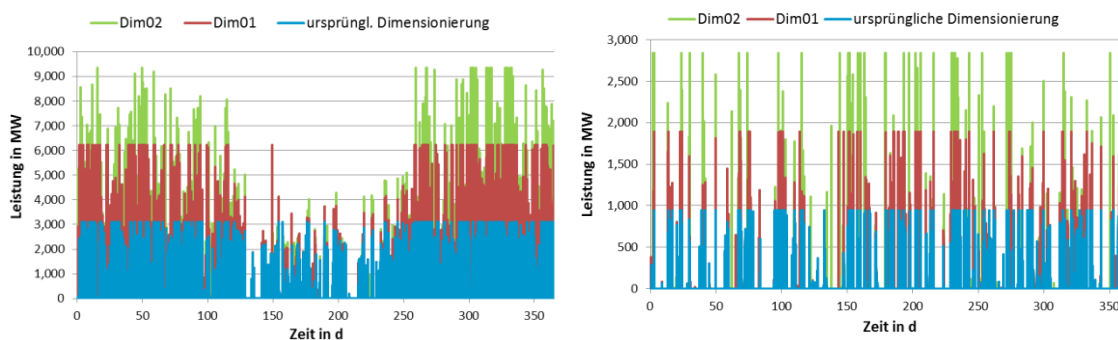


Abbildung 7-18: Ladeleistung der Kurzzeitspeicher in der sonnengeprägten Modellregion (linke) und der windgeprägten Modellregion (rechts)

Im Vergleich der beiden Regionen kann festgehalten werden, dass „Dim02“ mit deutlich weniger Mittelfristspeichern und deutlich mehr Kurzfristspeichern als im Classic-Szenario für die sonnengeprägte Region eine verbesserte Dimensionierung darstellt. Auch wenn sich die Integration erneuerbarer Energien nur unwesentlich verbessert, ist das Speicherportfolio aus „Dim02“ zu bevorzugen, da aufgrund der insgesamt geringeren zu installierenden Leistungen deutlich weniger Investitionskosten anfallen. Mit demselben Argument könnte die Dimensionierung aus „Dim02“ für die windgeprägte Region empfohlen werden. Aufgrund des jedoch nach wie vor insgesamt nur geringen Beitrags von Stromspeichern in der windgeprägten Region, sollte hier eine weiterführende Kosten-Nutzen-Analyse im Hinblick auf den generellen Einsatz von Stromspeichern durchgeführt werden. Aus Gründen des Umfangs bleibt die weiterführende, detaillierte Ermittlung der jeweils optimalen Speicherportfolien beider Regionen künftigen Forschungsarbeiten überlassen.

7.3.4 Kritische Diskussion der Ergebnisse

Um die Ergebnisse zu plausibilisieren, wurden die Lade-/Entladeprofile der Speicher und die Einsätze der Anlagen kritisch geprüft. Dabei wurde kontrolliert, ob Speicher und Bioenergie jeweils vorrangig eingesetzt wurden, ob das GuD-Kraftwerk nur eingesetzt wird, wenn das Steinkohle-KW den Bedarf nicht erfüllen kann und ob das Backup-Kraftwerk nur dann zum Zuge kommt, wenn der Lastgang nicht auf andere Weise gedeckt werden kann. Es zeigte sich, dass die Ergebnisse der Optimierung weitgehend plausibel erscheinen. Aufgetretene Auffälligkeiten und daraus abgeleitete, zukünftige Verbesserungspotenziale für die Modellierung werden im Folgenden erläutert.

Unvollständige Ausnutzung der Speicherkapazität durch zu kurzen Horizont

Die Optimierung wurde mit einem Rolling Horizon von 48 h durchgeführt. Da die Speicher nur geladen werden, wenn die eingespeicherte Energie innerhalb des Betrachtungszeitraums des Optimierers auch wieder ausgespeichert werden kann, führt dies dazu, dass die Kapazität der Speicher teilweise nicht vollständig ausgenutzt wird. Dies ist für den in Abbildung 7-19 dargestellten Zeitraum gut erkennbar.

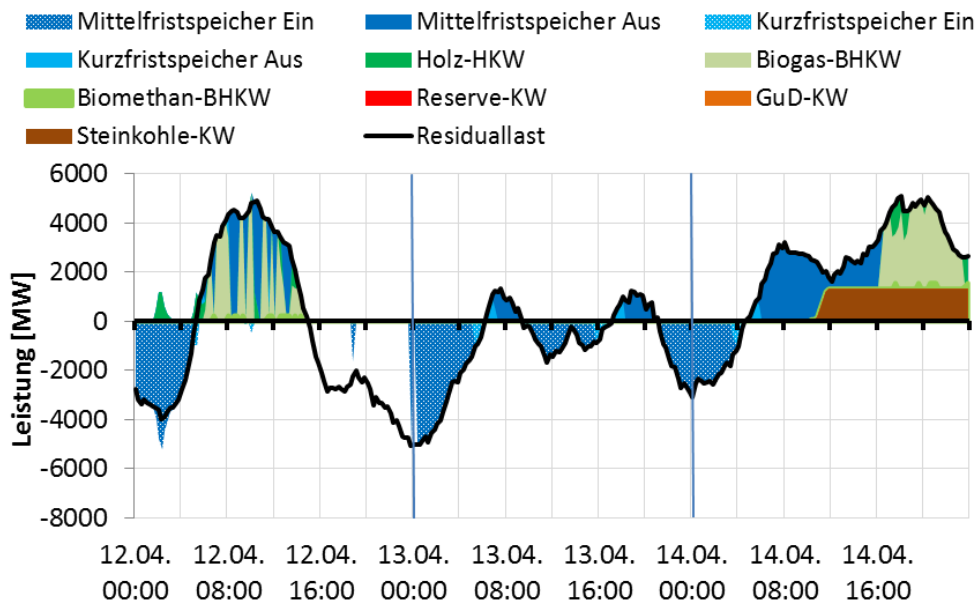


Abbildung 7-19: Speicher- und Anlagenbetrieb in der windgeprägten Region in 2050

Der Speicher wird ab dem 11.04. um 0 Uhr geladen, weil der Optimierungsalgorithmus zu diesem Zeitpunkt feststellt, dass am 12.04. eine positive Residuallast auftritt und die eingespeicherte Energie wieder ausgespeichert werden kann, um den Bedarf zu decken. Die am 11.04. eingespeicherte Energie reicht jedoch nicht aus, um die positive Residuallast am 12.04. durch den Speicher zu decken und so wird ergänzend das Steinkohlekraftwerk eingesetzt. Wäre der Speicher schon am 10.04. geladen worden, so hätte ein größerer Teil der Residuallast durch den Speicher gedeckt werden können und der Einsatz des Steinkohlekraftwerkes wäre reduziert worden. Mit einem längeren Horizont hätte somit eine weitergehende Verminderung von CO₂-Emissionen dargestellt werden können.

Die Auswirkung des Horizonts zeigt sich hauptsächlich in 2050 und tritt in beiden Gebieten auf. Ein Speicher, der immer dann einspeichert, wenn negative Residuallast vorliegt, unabhängig davon, ob diese Energie am nächsten Tag wieder ausgespeichert werden kann, hätte in beiden Gebieten in 2050 etwa 35 % mehr Energie einspeichern können, als dies mit dem realisierten Horizont der Fall gewesen ist. In den Jahren 2030 und 2040 sind die Zeiträume mit negativer Residuallast eher kurz und am nächsten Tag liegt genug positive Residuallast vor, um den Speicher wieder vollständig zu entladen, sodass die Auswirkung des Horizonts hier eher gering ist.

Unvollständige Speicherladung

An einigen wenigen Tagen wird der Speicher nicht vollständig geladen, obwohl am nächsten Tag genug positive Residuallast vorliegt. Dies führt dazu, dass die Steinkohle- und die GuD-Kraftwerke zum Einsatz kommen, obwohl der Speicher mehr zur Deckung der Last hätte beitragen können. Ein solcher Fall ist in Abbildung 7-20 dargestellt.

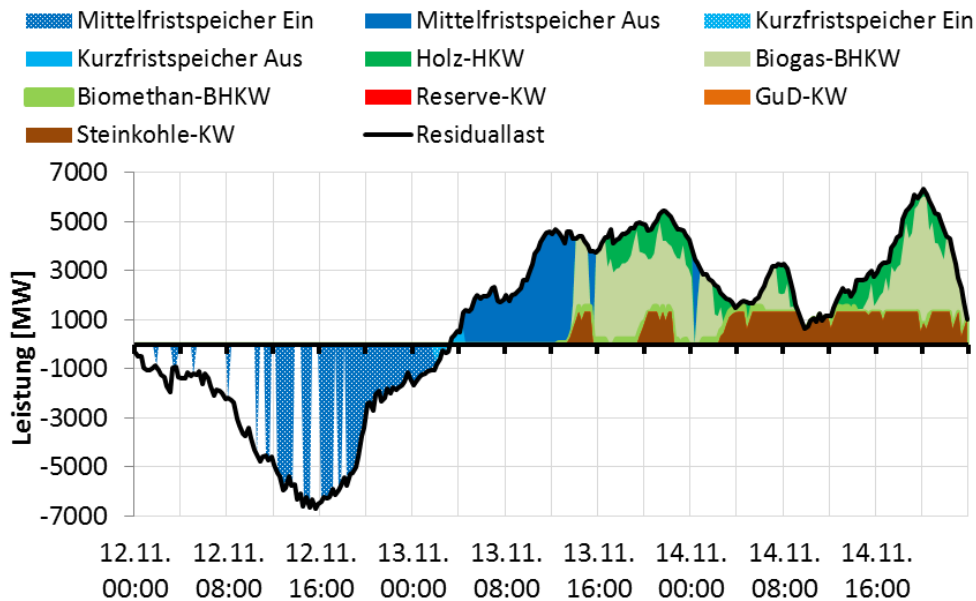


Abbildung 7-20: Unvollständige Speicherladung in der windgeprägten Region in 2050

Am 11.11. werden, nachdem der Speicher entladen ist, die Biokraftwerke und das Steinkohlekraftwerk eingesetzt. Hätte der Speicher am 10.11. während der gesamten Zeitdauer der negativen Residuallast eingespeichert, hätte mehr Energie für die Deckung der Last am 11.11. zur Verfügung gestanden und die Steinkohlekraftwerke hätten unter Umständen gar nicht zum Einsatz kommen müssen.

Dies tritt nur in der windgeprägten Region auf (zweimal in 2030, sechsmal in 2040 und siebenmal in 2050). Die Abschätzung der Auswirkung zeigt, dass ohne diesen Fehler in 2050 etwa 11 % mehr in den Speicher hätte geladen werden können, etwa 10 % mehr in 2040 und circa 4 % mehr in 2030. Die Auswirkung auf den Betrieb des Steinkohlekraftwerkes und damit die CO₂-Emissionen ist jedoch geringer, da bedingt durch den Wirkungsgrad weniger ausgespeicherte Energie zur Verfügung steht und diese nicht nur für den Ersatz des Steinkohlekraftwerkes, sondern auch für den Ersatz der Biokraftwerke eingesetzt worden wäre.

Bioenergiebegrenzung

Für die Bioenergieanlagen wurde eine jährliche Höchstmenge der erzeugbaren Energie vorgegeben. Da dies in der Optimierung dazu führte, dass zunächst nur die Bioenergieanlagen eingesetzt wurden, bis deren Höchstmenge erschöpft war, und für den Rest des Jahres nur noch Steinkohle und Gas zur Verfügung standen, wurde stattdessen eine tägliche Höchstmenge an Bioenergie festgelegt, die proportional zur positiven Residuallast an dem jeweiligen Tag ist (vgl. Kapitel 1.2).

Dies führt dazu, dass an Tagen, an denen eine geringe positive Residuallast vorliegt, auch nur wenig Bioenergieleistung zur Verfügung steht, sodass an diesen Tagen dennoch fossile Kraftwerke eingesetzt werden müssen (vgl. Abbildung 7-21). Dies ist vor allem 2050 in der windgeprägten Region zu beobachten.

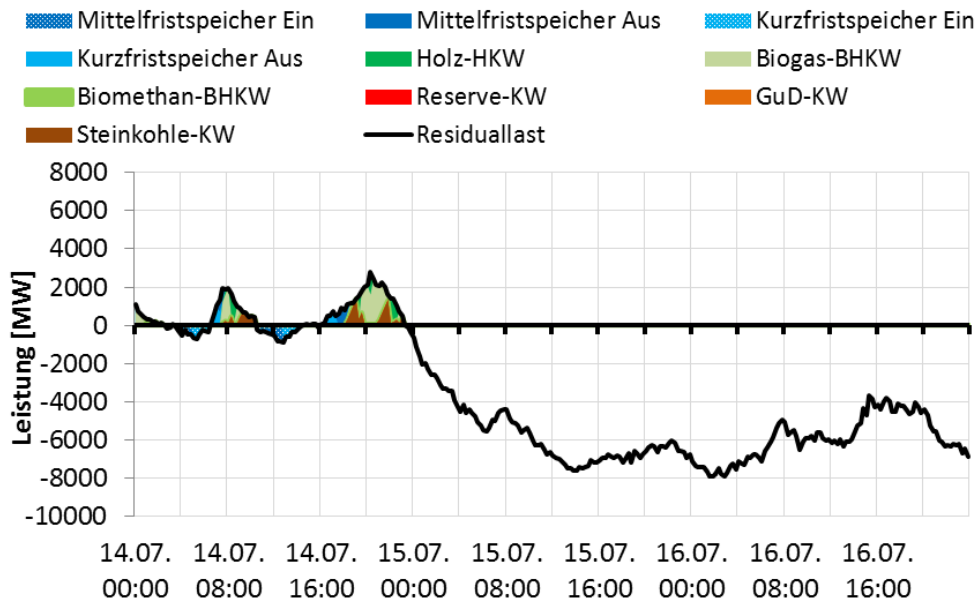


Abbildung 7-21: Auswirkung der Biobegrenzung 2050 in der windgeprägten Region

In einem realen System hängt die durch die Bioenergieanlagen erzeugbare Energie nicht von der Residuallast des jeweiligen Tages ab. An einem Tag mit geringer positiver Last könnte in der Regel die Energie vollständig durch die Bioenergieanlagen gedeckt werden. Insofern wäre in weiterführenden Arbeiten der Mechanismus zur Zuweisung der täglich erlaubten Stromproduktion aus Bioenergieanlagen zu verfeinern.

Speicherladung durch Bioenergie

An einigen Stellen tritt während Zeiten der positiven Residuallast eine Speicherladung durch die Bioenergieanlagen auf, gefolgt von einer Ausspeicherung der Energie (Abbildung 7-22). Dies ist vermutlich dadurch bedingt, dass beide Anlagen emissionsfrei modelliert sind und somit deren zusätzlicher Einsatz in der Optimierung keine negativen Folgen hat. Ein Speichereinsatz hat aber eventuell positive Auswirkungen, da ein potenzieller Einsatz eines anderen Kraftwerkes verhindert werden könnte. Dieses Betriebsverhalten würde in einem realen Energiesystem jedoch nicht umgesetzt werden, da die Ein- und Ausspeicherung Verluste bedeutet. Eine Speicherladung durch die Bioenergieanlagen tritt in beiden Modellregionen und allen Jahren auf, insbesondere jedoch in 2030. Für weiterführende Arbeiten wäre zu prüfen, inwiefern sich das Betriebsverhalten der Bioenergieanlagen ändert, wenn die spezifischen Emissionen der Bioenergieanlagen in die Zielfunktion aufgenommen werden.

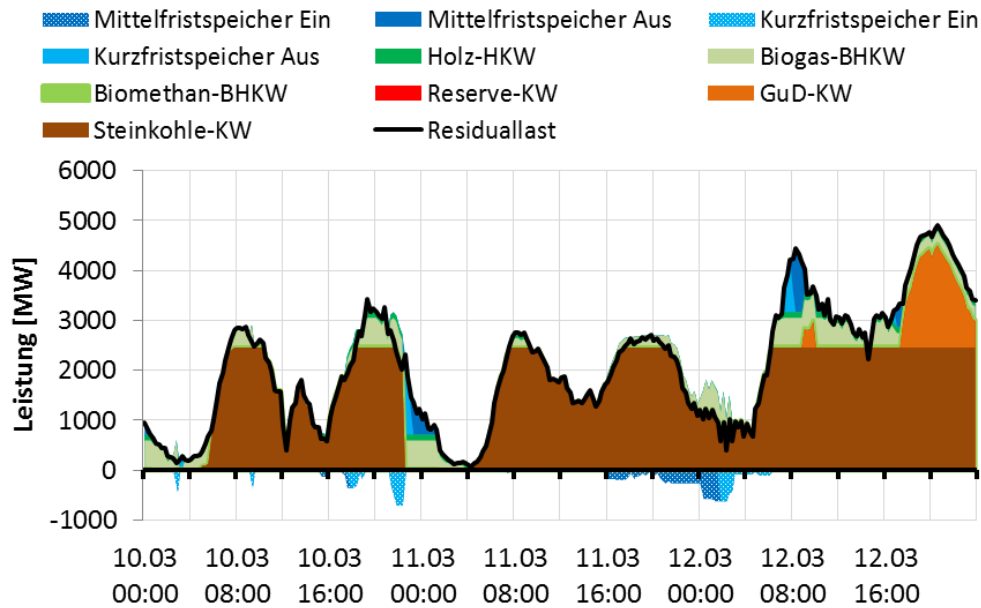


Abbildung 7-22: Speicherladung durch Bioenergieanlagen im Jahr 2030 in der sonnengeprägten Region

Backup-Kraftwerk

Der Einsatz des Backup-Kraftwerkes erfolgt grundsätzlich nur sehr selten und nur für Zeiträume von einer Viertelstunde, wenn die Last nicht durch andere Kraftwerke gedeckt werden kann. Es sind lediglich zwei Ausnahmen zu erkennen: in der windgeprägten Region im Jahr 2030 und in der sonnengeprägten Region im Jahr 2050 tritt jeweils ein längerer Einsatz des Backup-Kraftwerkes auf. Dies stellt einen unerwünschten Zustand dar, der jedoch, da er nur selten und nur für eine kurze Zeit auftrat, keinen Einfluss auf das Gesamtergebnis hat.

Zusammenfassung

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Ergebnisse plausibel und belastbar sind. Unerwünschte Betriebszustände (Nutzung konventioneller Backup-Kraftwerke, unvollständige Ausnutzung der Speicherkapazität durch kurzen Horizont, unnötiger Einsatz fossiler Kraftwerke anstelle von Bioenergie aufgrund Bioenergiebegrenzung, Speicherladung durch Bioenergie) traten nur selten auf, nicht intuitiv erklärbares Betriebsverhalten sind ganz vereinzelt vorgekommen. Letztere haben einen komplett vernachlässigbaren Einfluss auf die Ergebnisse und Schlussfolgerungen, Erstere führen dazu, dass der mögliche Nutzen der Stromspeicher systematisch leicht unterschätzt wird. Die Abweichung ist jedoch so gering, dass die beschriebenen Ergebnisse und daraus gezogenen Schlussfolgerungen unverändert Bestand haben. Insofern ist die gewählte Methodik und Modellierungstiefe sehr gut für die Beantwortung der Forschungsfragen geeignet.

Für Verbesserungen an der Modelldetaillierung in zukünftigen Forschungsarbeiten sind die folgenden Aspekte zu berücksichtigen:

- Wahl eines längeren Horizonts oder alternativ Veränderung der Zielfunktion, dass Mittelfristspeicher unabhängig von der Entleerungsmöglichkeit am nächsten Tag prophylaktisch mit vorliegenden Stromüberschüssen gefüllt werden.
- Verbesserung der Aufteilung der pro Optimierungszeitraum verfügbaren Stromproduktion aus Bioenergieanlagen.
- Bevorzugung der Energieverlagerung durch Stromspeicher gegenüber der Stromproduktion mit Bioenergieanlagen.

7.3.5 Schlussfolgerungen

Leitfrage: Welche Flexibilitätstechnologien (flexible Bioenergieanlagen vs. Stromspeicher) sind in den unterschiedlich geprägten Modellregionen (windgeprägte Region vs. sonnengeprägte Region) in der zeitlichen Entwicklung (2030, 2040, 2050) jeweils am besten geeignet?

Antwort für die sonnengeprägte Region:

- In der sonnengeprägten Region weist die durch flexible Erzeuger und Stromspeicher zu deckende Residuallast ein üblicherweise täglich wiederkehrendes Profil mit einer mehrstündigen Phase negativer Residuallast in der Mittagszeit auf. Die Häufigkeit an Tagen und die Länge der mittäglichen Residuallastphase steigt von 2030 bis 2050 deutlich an.
- Dieses Residuallastprofil, in dem sich im Tagesrhythmus negative und positive Residuallast abwechseln, ist besonders gut von den hier untersuchten Kurz- bzw. Mittelfristspeichern zu verwerten, welche bei Nennleistung eine maximale Ein- und Ausspeicherdauer von ca. einer Stunde bzw. ca. acht Stunden besitzen. Aufgrund dessen leisten die Stromspeicher in der sonnengeprägten Region einen deutlichen Beitrag zur Residuallastdeckung und damit zum EE-Anteil. Gemäß der zeitlichen Entwicklung der negativen Residuallast von 2030 bis 2050 steigt der Beitrag durch Stromspeicher ebenfalls von 2030 bis 2050 deutlich an.
- Die Bioenergie übernimmt in der sonnengeprägten Region primär die Rolle eines Stromerzeugers. Durch den von den Bioenergieanlagen produzierten Strom wird der EE-Anteil deutlich erhöht. Die Flexibilität der Anlagen, diese Stromerzeugung zeitlich flexibel und damit systemdienlich zu gestalten, ist ein sekundärer Nutzen, der in der sonnengeprägten Region jedoch nur eine untergeordnete Rolle spielt. Erst bei sehr hohen EE-Anteilen im Jahr 2050 wird durch die Flexibilität der Anlagen der EE-Anteil gesteigert. In 2030 und 2040 wäre dagegen auch ein konstanter Betrieb der Bioenergieanlagen möglich, ohne dass der erreichbare EE-Anteil geschmälert wird.
- Das Residuallastprofil der sonnengeprägten Region erfordert mit steigendem EE-Anteil von konventionellen Kraftwerken eine sehr hohe Flexibilität im Betrieb, d. h. möglichst kurze Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten und möglichst steile An-/Abfahrtrampen. Im Jahr 2050 werden aus diesem Grund keine Steinkohle-Kraftwerke, sondern nur GuD-Kraftwerke eingesetzt, da die Flexibilitätsanforderungen nur von letztgenannten erfüllt wurden.
- Zur Verwertung der Stromüberschüsse, welche nicht in den Stromsektor integriert werden können bzw. nicht zur Residuallastdeckung benötigt werden, werden in der sonnengeprägten Region Power-to-X-Technologien mit den folgenden Merkmalen benötigt: Stromnachfrage vorrangig im Sommerhalbjahr, mögliche Anschaltdauern von wenigen Stunden in der Mittagszeit.

Antwort für die windgeprägte Region:

- In der windgeprägten Region weist die durch flexible Erzeuger und Stromspeicher zu deckende Residuallast ein unregelmäßiges Profil auf, welches durch das unregelmäßige Windangebot geprägt ist. Negative Residuallasten treten in der Regel für ganze Tage bzw. blockweise für mehrere Tage auf. Die Häufigkeit an Tagen und damit auch die Häufigkeit an Mehrtagesblöcken steigt von 2030 bis 2050 deutlich an.
- Dieses Residuallastprofil mit jeweils langen Phasen an positiver und negativer Residuallast ist von den hier untersuchten Kurz- bzw. Mittelfristspeichern nicht gut verwertbar, da deren Speicherkapazität nach ca. einer Stunde bzw. ca. acht Stunden Ein- und Ausspeicherbetrieb bei Nennleistung vollständig gefüllt/geleert ist. Infolgedessen leisten die Stromspeicher in der windgeprägten Region einen sehr geringen Beitrag zur Residuallastdeckung und damit zum EE-Anteil. Gemäß der zeitlichen Entwicklung der negativen Residuallast von 2030 bis 2050 steigt der Beitrag durch Stromspeicher ebenfalls von 2030 bis 2050 an, allerdings auf sehr geringem Niveau.
- Die Bioenergie übernimmt in der windgeprägten Region primär die Rolle eines Stromerzeugers. Durch den von den Bioenergieanlagen produzierten Strom wird der EE-Anteil deutlich erhöht. Die Flexibilität der Anlagen, diese Stromerzeugung zeitlich flexibel und damit systemdienlich zu gestalten, ist ein sekundärer Nutzen, der in der windgeprägten Region

ebenfalls eine wichtige Rolle spielt. Spätestens ab dem Jahr 2040 liefert die Flexibilität der Bioenergieanlagen einen nennenswerten Beitrag zum EE-Anteil.

- Das Residuallastprofil der windgeprägten Region stellt ebenfalls Anforderungen an die Flexibilität der konventionellen Kraftwerke. Die Phasen mit positiver Residuallast sind jedoch ausreichend lang, so dass auch die im Vergleich zu den GuD-Kraftwerken weniger flexiblen Steinkohlekraftwerke zum Einsatz kommen.
- Zur Verwertung der Stromüberschüsse, welche nicht in den Stromsektor integriert werden können bzw. nicht zur Residuallastdeckung benötigt werden, werden in der windgeprägten Region Power-to-X-Technologien mit den folgenden Merkmalen benötigt: unregelmäßig über das Jahr verteilte Anschaltphasen mit kurzfristiger Vorhersage, mögliche maximale Anschaltdauern von einem oder mehreren Tagen.

Leitfrage: Inwiefern bestehen Synergien oder Konkurrenzen zwischen den verschiedenen Flexibilitätstechnologien?

Antwort für die sonnengeprägte Region:

- Die Vorglättung der Residuallast (d. h. die Zusammenstellung eines systemfreundlicheren Mix aus Windkraft und Photovoltaik durch das VAREO-Modell) konkurriert mit Einsatz der Stromspeicher, da das vorgeglättete Residuallastprofil weniger Möglichkeit zur Energieverlagerung bietet.
- Für die Dimensionierung der Stromspeicher konnten die folgenden Hinweise identifiziert werden:
 - Die Mittelfristspeicher sollten maximal auf 30 bis 50 % der maximalen Überschussspitze im mittelfristigen Zeitbereich (vgl. Kapitel 5) ausgelegt werden.
 - Stattdessen sollten die Kurzfristspeicher auf mindestens das Doppelte der maximalen Überschussspitze im kurzfristigen Zeitbereich (vgl. Kapitel 5) ausgelegt werden.
 - Im Vergleich zur Dimensionierung im Classic-Szenario sinkt hierdurch die insgesamt zu installierende Speicherleistung (mit entsprechend positiven ökonomischen und ökologischen Auswirkungen), bei gleichbleibendem Gesamtnutzen der Stromspeicher für die Erreichung des EE-Anteils. In den betrachteten Dimensionierungsfällen „Dim01“ und „Dim02“ konnten die zusätzlichen Kurzfristspeicher den Wegfall eines Teils der Mittelfristspeicher kompensieren.

Die Identifikation der optimalen Dimensionierung unter Berücksichtigung der Konkurrenzen zwischen Kurz- und Mittelfristspeichern bleibt zusätzlichen Sensitivitätsanalysen in weiterführenden Forschungsarbeiten überlassen.

- In der sonnengeprägten Region besteht ein Synergieeffekt zwischen den Bioenergieanlagen und den Stromspeichern. Es ist möglich (mit Ausnahme von 2050), die Bioenergieanlagen unflexibel zu betreiben, da die Stromspeicher dies durch entsprechende Mehrverlagerung kompensieren können. Erst ab dem Jahr 2050 ist keine vollständige Kompensation mehr möglich, so dass der unflexible Bioenergieanlagenbetrieb eine geringe Reduktion des EE-Anteils verursacht.

Antwort für die windgeprägte Region:

- Die Vorglättung der Residuallast (d. h. die Zusammenstellung eines systemfreundlicheren Mix aus Windkraft und Photovoltaik durch das VAREO-Modell) ist zur Erreichung eines leicht höheren EE-Anteils in der windgeprägten Region zu empfehlen. Aufgrund des sehr geringen Beitrags von Stromspeichern zur Residuallastdeckung ist deren Konkurrenz zur Vorglättung vernachlässigbar.
- In allen betrachteten Dimensionierungsfällen leisten die Stromspeicher nur einen untergeordneten Beitrag zur Residuallastdeckung in der windgeprägten Region. Infolgedessen ist anstelle einer weiterführenden Betrachtung des optimalen Dimensionierungsverhältnisses zwischen Kurz- und Mittelfristspeichern, das generelle Kosten-Nutzen-Verhältnis von Stromspeichern zu prüfen. In diese Betrachtung könnte ggf. die voraussichtlich besser zum Residuallastprofil passende Speichertechnologie „Langfristspeicher“ aufgenommen werden.

- Eine weitere Folge des geringen Beitrags der Stromspeicher zur Residuallastdeckung in der windgeprägten Region ist, dass keine Synergie mit den Bioenergieanlagen existiert. Es ist elementar, dass die Bioenergieanlagen spätestens ab 2040 flexibilisiert betrieben werden, da ein unflexibler Betrieb nicht durch Stromspeicher kompensiert werden kann.

Antwort mit Gültigkeit für beide Modellregionen:

- Eine Konkurrenz zwischen den drei Bioenergietypen im Hinblick auf ihre Flexibilitätserbringung war nicht Gegenstand der Untersuchungen. Hierfür wäre eine Vielzahl weiterer Sensitivitätsuntersuchungen erforderlich. Grundsätzlich kann jedoch festgehalten werden, dass Biogasanlagen in beiden Regionen aufgrund ihres mengenmäßig hohen Anteils die wichtigste Bioenergietechnologie darstellen. Für eine Bewertung der Bioenergieanlagen untereinander im Hinblick auf ihre Flexibilität sei auf Kapitel 4 verwiesen.
- Bei Verzicht auf Bioenergieanlagen wird die fehlende Strommenge überwiegend durch Mehrauslastung der fossilen Kraftwerke substituiert. Lediglich bei Vorliegen ausreichend hoher Stromüberschüsse kann ein Teil der fehlenden Strommenge durch eine verstärkte zeitliche Verlagerung mittels der Stromspeicher gedeckt werden.

8. Handlungsempfehlungen

Für die Handlungsempfehlungen wurden die Ergebnisse aus den Arbeitspaketen in Bezug auf die Fragestellungen des Projektes analysiert.

Um die Handlungsempfehlungen zu erweitern, wurden die Ergebnisse auch im Rahmen der UFZ EnergyDays 2017 auf einem Workshop mit ca. 50 Teilnehmern vorgestellt. In Ergänzung zu den Ergebnissen aus dem Projekt wurden die Sichtweisen durch zwei externe Vorträge erweitert. Die Projektergebnisse und Vortragsinhalte wurden kontrovers diskutiert und die Komplexität des Themas mit einer Vielzahl von anwesenden Stakeholdern aus unterschiedlichen Perspektiven beleuchtet.

Einerseits wurden die geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen für Stromspeicher und flexible Bioenergie dargestellt (Schulte-Beckhausen 2017), wobei klar wurde, dass die Gesetzeslage für die neuen Herausforderungen teilweise veraltet und zu komplex ist. Es wurde gezeigt, wie Speicher in Abhängigkeit ihrer Rolle (Einspeicherung/ Stromabnehmer, Ausspeicherung/ Stromerzeuger) von verschiedenen Gesetzen betroffen sind. Bei einer Sektorkopplung ohne Rückverstromung ist die Gesetzeslage noch komplexer.

Andererseits wurden die Ausgleichsoptionen aus der Sicht eines Stromhandelsunternehmens (Energy2market GmbH) vorgestellt (Keil 2017). Die bislang zentrale Art, Energie zu erzeugen, wandelt sich derzeit zu einem dezentralen Energiemarkt mit einem hohen Flexibilitätsbedarf. Die dezentralen Anlagen werden zunehmend in Verbundkraftwerken oder virtuellen Kraftwerken betrieben. Die Flexibilisierung von Biogasanlagen zeigt sich als herausfordernd in der praktischen Umsetzung, da der wirtschaftliche Betrieb auch ohne Flexibilisierung nur durch politische Förderung möglich ist. Stromspeicher rechnen sich momentan nur im Primärregelleistungsmarkt, aber auch hier sind die wirtschaftlichen Perspektiven unsicher.

Aus systemtechnischer Sicht ist ein Bedarf von Ausgleichsoptionen in kleinen Netzgebieten bei einem hohen Anteil dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien zwar eindeutig, aber Unsicherheiten bzgl. z. B. der künftigen Netzentwicklung, der Entwicklung anderer Ausgleichsoptionen, Kostenentwicklungen und des regulatorischen Rahmens hemmen die Investitionsbereitschaft derzeit. Möglicherweise wird auch die Entwicklung neuartiger Speicherlösungen mit hohem Entwicklungspotenzial dadurch nicht angereizt und müsste politisch gesteuert werden, um ggfs. Pfadabhängigkeiten suboptimaler Lösungen zu vermeiden.

Im nachfolgenden werden die wichtigsten Erkenntnisse und Schlussfolgerungen aus der Studie auf die Fragestellungen des Projektes bezogen, und Handlungsempfehlungen abgeleitet.

Wie entwickeln sich die technischen Möglichkeiten im Zeitverlauf und unter unterschiedlichen regionalen Gegebenheiten? Wann und wo ergeben sich Synergien, wo sind Konkurrenzen zu erwarten?

Systemfreundlich ausgelegte Solar- und Windkraftanlagen und deren optimierter Erzeugungsmix führen zu einer gleichmäßigeren Erzeugung und einem gleichmäßigeren Residuallastgang, was den Bedarf von Flexibilitätsoptionen wie Stromspeichern gering hält. In der Windregion ist dies am deutlichsten zu sehen, wo in 2050 mit einer deutlich geringeren Erzeugungskapazität die gleichen EE-Anteile erreicht werden können. Im Ergebnis gibt es also sowohl weniger EE-Kapazitäten als auch einen geringeren Bedarf an Speicherkapazitäten.

In der Sonnenregion ist eine gewisse Abhängigkeit zwischen einer systemfreundlichen Auslegung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien-Anlagen und dem möglichen Beitrag von Kurz- und Mittelfristspeichern vorhanden. Um hohe Anteile dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien zu erreichen, ist die Einspeicherung von Solarenergie-Mittagsspitzen hier besonders wichtig. Aus diesem Grund erfordern hohe EE-Anteile in solargeprägten Netzen einen Verbund mit Speichern. Bei hohen EE-Anteilen ergibt sich zudem generell verstärkt das Erfordernis, eine systemfreundliche Auslegung von Wind und Solaranlagen sowie auch deren Kapazitätsmix

(VAREO) mit dem Ausbau und Einsatz von Kurz- und Mittelfristspeichern eng abzustimmen, um erreichbare EE-Anteile zu optimieren.

Der Grenznutzen der dominierenden dargebotsabhängigen erneuerbaren Energie nimmt generell bei höheren Anteilen ab, während der Grenznutzen der jeweils anderen dargebotsabhängigen Erzeugungsart zunimmt. In solargeprägten Regionen sind deshalb bei höheren Anteilen dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien zusätzliche Windkraftkapazitäten nutzbringender als weitere PV-Kapazitäten und umgekehrt.

Sensitivitätsanalysen im GOMES-Modell zeigen, dass Kurz- und Mittelfristspeicher nur geringfügig direkt mit flexibler Bioenergieerzeugung konkurrieren. In solargeprägten Netzen können allerdings umfangreiche Kurz- und Mittelfristspeicher auch eine Flexibilisierung der Bioenergie teilweise ersetzen.

Da die Leistung der Speicher nach den Überschussspitzen der Basisszenarien dimensioniert wurde, wären zusätzliche Speicher mit einem stark sinkenden Grenznutzen verbunden und daher könnten weitere Kurz- und Mittelfristspeicher kaum mehr Strom ins System ausspeichern. Aus diesem Grund ergänzt die flexible Bioenergie die Kurz- und Mittelfristspeicher in den Szenarien und funktioniert eher wie ein Langfristspeicher, was auch die Hauptkonkurrenz darstellen würde.

In einer windgeprägten Region werden im Winterhalbjahr deutlich mehr ungenutzte Überschüsse generiert, welche optional auch für die Sektorkopplung mittels P2X genutzt werden könnten. Insbesondere der Einsatz von P2H-Optionen könnte den Einsatz von Biomasse-HKW möglicherweise beeinflussen, wurde aber im Rahmen dieser Studie nicht untersucht.

Welche Rolle können Bioenergie und Stromspeichertechnologie bei der Systemintegration fluktuierender erneuerbarer Energien spielen? Wie passen die technologischen Entwicklungen in den Fahrplan der Energiewende?

Da Bioenergie bei der Modellierung als Ergebnis eher wie ein Langfristspeicher funktioniert, erzeugt Bioenergie auch einen größeren Nutzen in windgeprägten Regionen, in denen Überschüsse stärker in längeren Starkwindphasen, vor allem im Winterhalbjahr, auftreten. Überschüsse durch Kurz- und Mittelfristspeicher können in diesem Fall aufgrund der begrenzten Speicherkapazität weniger gut nutzbar gemacht werden. Im Gegensatz dazu können in einer sonnengeprägten Region Kurz- und Mittelfristspeicher aufgrund der Regelmäßigkeit der Überschüsse im Tagesverlauf der Solarenergieerzeugung deutlich effektiver eingesetzt werden.

Andere Lösungsansätze, wie z. B. Netzerweiterung und weitere Ausgleichsoptionen (DSM, Langzeitspeicher, Sektorkopplung), können den skizzierten Einfluss der verschiedenen Speichertypen in den unterschiedlich geprägten Regionen zusätzlich beeinflussen. Entsprechende technische Lösungen, um variable Energieerzeugung auszugleichen, sind bereits entwickelt und verfügbar, sodass Aspekte wie Kosten, Akzeptanz und Umweltbeeinflussung zunehmend relevant werden. Speziell die Kostenentwicklungen von Speichern wie auch für Bioenergie werden stark von vielfältigen und unabhängigen Faktoren beeinflusst, wodurch Vorhersagen zur Wettbewerbsfähigkeit erschwert werden.

Im Vergleich zu größeren Regionen sind in den beiden betrachteten Untersuchungsregionen deutlich früher Ausgleichsbedarfe gegeben, die den Einsatz von Ausgleichstechnologien erfordern. Daraus lässt sich ableiten, dass entweder über den Netzausbau wind- und solargeprägte Regionen verknüpft werden sollten oder in den Regionen selbst ein ausgewogener Mix aus Wind- und Solarenergie aufgebaut werden sollte, um den erforderlichen Bedarf an Ausgleichstechnologien zu minimieren, und so Kosten und Umwelteffekte zu reduzieren.

In Bezug auf den verbleibenden Bedarf an Bioenergie gilt jedoch regionenunabhängig: Bei Verzicht auf Bioenergieanlagen wird die fehlende Strommenge überwiegend durch Mehrauslastung der fossilen Kraftwerke substituiert. Lediglich bei Vorliegen ausreichend hoher Stromüberschüsse kann ein Teil der fehlenden Strommenge durch eine verstärkte zeitliche Verlagerung mittels der Stromspeicher gedeckt werden. Folglich sollte die Klimarelevanz eines

systemdienlichen Einsatzes der Bioenergie bei den Planungen zur Energiewende mitbedacht werden.

Welche Rahmenbedingungen und Politikinstrumente müssen zusammenspielen, um eine effiziente Implementation der relevanten Technologien zu unterstützen?

Die rechtlichen Rahmenbedingungen sind in Bezug auf Stromspeicher gegenwärtig sehr komplex und unübersichtlich, da bspw. je nach Anwendungsfall und Technologie verschiedenste Gesetze und damit verbundene Abgaben greifen (vgl. Schulte-Beckhausen 2017). Unklarheiten in den regulatorischen Rahmenbedingungen, aber auch bspw. Fehlanreize im Energiemarkt hemmen derzeit die Investitionsbereitschaft in flexible Kapazitäten (vgl. Keil 2017). Um eine effiziente Implementierung von unterschiedlichen Ausgleichstechnologien zu gewährleisten, sind einheitliche und technologieunabhängige Rahmenbedingungen und Politikinstrumente geeignet, so lange unsicher ist, welche Ausgleichsoptionen langfristig besonders förderwürdig sind. In Netzgebieten mit einer starken Dominanz von Wind- oder Solarenergieanlagen in der Erzeugung erscheint es jedoch angebracht, die passenden Ausgleichsoptionen durch gezielte Politikoptionen zu fördern, sofern der erforderliche Ausgleich nicht durch eine Netzerweiterung realisiert werden kann.

Die systemfreundliche Auslegung der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energieoptionen sollte zusammen mit den zur Verfügung stehenden Ausgleichsoptionen betrachtet und optimiert werden, um suboptimale Lösungen zu vermeiden (z.B. eine ohne Speichereinsatz optimierte Auslegung von Wind und Solaranlagen und deren Kapazitätsmix, die zur Folge haben kann, dass nicht ausreichend speicherbare Überschüsse vorhanden sind, wodurch möglicherweise hohe EE-Anteile mit höheren Kosten verbunden sind oder sogar nicht erreichbar werden). Insbesondere erfordert eine für das Gesamtsystem optimierte Lösung eine vor allem volkswirtschaftliche Betrachtungsweise, wobei die Wirtschaftlichkeit verschiedener Lösungen wie z.B. eine systemfreundliche Auslegung der Wind und Solaranlagen und deren Ausbaupfade bzw. deren Kapazitätsmix, Bioenergie und Speicher im System betrachtet wird. Die betriebswirtschaftliche Attraktivität der für das Gesamtsystem optimalen Technologieauswahl muss dann ggf. durch geeignete Politikinstrumente gewährleistet werden.

Teil II formaler Projektbericht

A. Die wichtigsten Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Die wichtigsten Positionen des zahlenmäßigen Nachweises sind den Verwendungsnachweisen der einzelnen Institute zu entnehmen. Diese sind dem Zuwendungsgeber gesondert zugegangen.

B. Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Das vorliegende Forschungsvorhaben setzt im Gegensatz zu vielfältigen fach- oder technologiespezifischen Forschungsvorhaben, auf einen stärker integrierten Ansatz. Es bündelt Kompetenzen im Bereich regelbare Erzeugung durch Biomasse und dem Einsatz elektrochemischer und chemischer Speicher. Dabei werden anhand konkreter Ausbauziele, mittels temporär hochaufgelöster Daten zu Last und Einspeisung, mögliche Synergien und Wechselwirkungen zwischen den technologischen Optionen untersucht. Ziel ist nicht die spekulative Frage zu beantworten, welche einzige Technologie die richtige sein wird, sondern die wichtige Frage, welche Technologiekombinationen – die jeweils ihre individuellen Vorteile aufweisen – den zukünftigen Anforderungen gerecht werden und eine robuste und zuverlässige Lösung für unser Energiesystem bieten.

Hierzu werden in den Modellen die regionalen Gegebenheiten von beispielsweise Baden-Württemberg, mit einem hohen Solarstromanteil und Brandenburg mit einem hohen Windstromanteil berücksichtigt. Darüber hinaus werden neben technologischer Verfügbarkeit sowie Investitions- und Betriebskosten auch optimale Konfigurationen und Fahrweisen für verschiedene Kombinationen von regelbarer Stromerzeugung und -speicherung ermittelt. Darauf aufbauend können szenarienbasiert, robuste Handlungsempfehlungen gegeben werden, welche Technologiekombinationen zur Systemintegration fluktuierender erneuerbarer Erzeuger am aussichtsreichsten sind.

C. Voraussichtlicher Nutzen, insb. Verwertbarkeit des Ergebnisses

UFZ: Die im Kapitel 3 dargestellten und für dieses Forschungsprojekt weiterentwickelten Ansätze wurden bisher in weiteren Arbeiten am Helmholtzzentrum für Umweltforschung genutzt und dort produzierte Ergebnisse bereits publiziert⁵. Voraussichtlich können Teile der hier in Kapitel vorgestellten Arbeit und ausgewählte Ansätze in weiteren Forschungsarbeiten berücksichtigt werden, wie etwa in der transdisziplinär arbeitenden Nachwuchsgruppe im Rahmen der sozial-ökologischen Forschung an der Universität Leipzig, welche zu multiplen Umwelteffekten beim Ausbau erneuerbarer Energien ihre Arbeit in 2017 aufnimmt.

DBFZ: Die im Kapitel 4 erarbeiteten Grundlagen zur Clusterung von Bioenergieanlagen im Stromsektor sowie deren perspektivische Entwicklung in Bezug auf die technischen Kennzahlen, wurden im bereits abgeschlossenen Vorhaben EBFE (FKZ: 22400815) weiterentwickelt und im derzeit laufenden Vorhaben BE20plus (FKZ: 22404016) weiter ausdifferenziert. Darüber hinaus konnten und können Teile der Methodik zu Berechnung der THG-Emissionen aus dem AP 6

⁵ Tafarte, P., Buck, P., (2017): Integration of wind power - challenges and options for near term market integration and its impact on future cross sectorial use, conference proceedings EEM 2017, IEEE;
Eichhorn M, Tafarte P, Thrän D., (2017): Towards energy landscapes - Pathfinder for sustainable wind power locations. Energy

ebenfalls in den beiden zuvor genannten als Methodische Grundlage eingesetzt werden, auch wenn dort die THG-bezogenen Fragestellungen im Detail anders gelagert sind.

UMSICHT: Die in Kapitel 7 beschriebene Weiterentwicklungen des GOMES-Modells können sowohl kurz- als auch mittelfristig in verschiedenen anderen Projekten eingesetzt werden. Derzeit wird GOMES in einem Forschungsvorhaben zur Fortentwicklung von adiabaten Niedertemperatur-Druckluftenergiespeichern eingesetzt. Dabei kann die grundlegende Modellierungsstrategie im Hinblick auf das BalanceE-Portfolio übertragen werden, um modular aufgebaute Druckluftenergiespeicher detailliert in ihrem Betriebsverhalten abzubilden. Darüber hinaus wurde die Modellierungskompetenz bei Umsicht gestärkt im Hinblick auf flexible Bioenergieanlagen. Auf dieser Kompetenz kann in verschiedenen künftigen Projekten zu Energieausgleichstechnologien sehr gut aufgebaut werden.

D. Fortschritte bei anderen Stellen

UFZ: Im Bereich der Erforschung zur systemischen Integration von dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien sind im Verlauf der Projektbearbeitungszeit viele neue Arbeiten publiziert worden. Neben Fragen zu systemfreundlichen Anlagenauslegungen von Wind- und Solarenergieanlagen wurden zudem die Aspekte eines optimierten Erzeugungsmixes aus diesen beiden Energiequellen in der Forschung stärker beachtet⁶. Beide Aspekte wurden explizit auch in diesem Forschungsprojekt betrachtet in Kapitel 3.

⁶ Ueckerdt F, Brecha R, Luderer G, Sullivan P, Schmid E, Bauer N, et al. Representing power sector variability and the integration of variable renewables in long-term energy-economy models using residual load duration curves. *Energy*. 2015.

Huber M, Dimkova D, Hamacher T. Integration of wind and solar power in Europe: Assessment of flexibility requirements. *Energy*. 2014;69(0):236-46.

Huber M, Weissbart C. On the optimal mix of wind and solar generation in the future Chinese power system. *Energy*. 2015;90, Part 1:235-43.

Becker S, Frew BA, Andresen GB, Jacobson MZ, Schramm S, Greiner M. Renewable build-up pathways for the US: Generation costs are not system costs. *Energy*. 2015;81:437-45.

Becker S, Frew BA, Andresen GB, Zeyer T, Schramm S, Greiner M, et al. Features of a fully renewable US electricity system: Optimized mixes of wind and solar PV and transmission grid extensions. *Energy*. 2014;72(0):443-58.

Ueckerdt F, Brecha R, Luderer G. Analyzing major challenges of wind and solar variability in power systems. *Renewable Energy*. 2015;81:1-10.

Kreifels N, Mayer JN, Burger B, Wittwer C. Analysis of Photovoltaics and Wind Power in Future Renewable Energy Scenarios. *Energy Technology*. 2014;2(1):29-33.

Hirth L. The Optimal Share of Variable Renewables: How the Variability of Wind and Solar Power affects their Welfare-optimal Deployment. *The Energy Journal*.36.

Ueckerdt F, Hirth L, Luderer G, Edenhofer O. System LCOE: What are the costs of variable renewables? *Energy*. 2013;63:61-75.

IEA. The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems. International Energy Agency (IEA); 2014. p. 238.

Hirth L, Müller S. System-friendly wind power-How advanced wind turbine design can increase the economic value of electricity generated through wind power. *Energy Economics*. 2016.

May N. The Impact of Wind Power Support Schemes on Technology Choices. In: Research DBGfE, editor. Discussion Papers: DIW Berlin German Institute for Economic Research; 2015.

May N. Market incentives for system-friendly. In: Research DBGfE, editor. DIW Economic Bulletin. Berlin2015. p. 313-21.

Zipp A. Revenue prospects of photovoltaic in Germany—Influence opportunities by variation of the plant orientation. *Energy Policy*. 2015;81:86-97.

Hartner M, Ortner A, Hiesl A, Haas R. East to west – The optimal tilt angle and orientation of photovoltaic panels from an electricity system perspective. *Applied Energy*. 2015;160:94-107.

In diesem Zusammenhang müssen auch die Effekte der räumlichen Allokation von dargebotsabhängiger erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen erwähnt werden, welche sich gleichfalls auf die technische Integration wie auch wirtschaftliche Aspekte der Integration dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien wie Wind- und Solarenergie auswirkt. Diese Aspekte sind mit der in diesem Projekt verwendeten Methodik nicht abgedeckt und könnten in Folgeprojekten weitere wesentliche Auswirkungen auf die Ergebnisse in dem in dieser Studie untersuchten Inhalten haben.

DBFZ: Es werden im Folgenden vor allem Forschungsaktivitäten dargestellt, die die Flexibilisierung von Bioenergietechnologien adressieren und gegeben Falls deren Einbindung ins Energiesystem. Die Fragen wie sich die Technologie der flexiblen Strombereitstellung weiterentwickelt, wurde während des Projektes parallel auch in anderen Forschungsprojekten untersucht. Für das Anlagencluster „Biomethan“, d.h. Pflanzenöl- und Biomethan-BHKW ist nach unserem Kenntnisstand keine Studie zur Flexibilisierung erfolgt.

Die Flexibilisierung von Biogasanlagen und deren Rückwirkungen auf das Energiesystem wurde beispielsweise intensiv in der Dissertationsschrift von Uwe Holzhammer behandelt (Holzhammer 2015). Die Dissertation von Holzhammer hat dabei vor allem die Frage nach den Auswirkungen der Flexibilisierung von Biogasanlagen auf das Stromsystem im Ganzen gelegt und volkswirtschaftliche Kosten abgeleitet. Zur Frage ob und in welchem Umfang Biogasanlagen in Konkurrenz zu anderen erneuerbaren Flexibilitätsoptionen treten wurde dort nicht adressiert. Neben der genannten Dissertation gab es im Projektzeitraum eine Reihe weiterer Forschungsprojekte die sich der Frage widmeten.

Beispielgebend seien hier genannt:

- PROKOSYS - Prozesse, Komponenten und Systeme für den flexibilisierten Betrieb von Biogasanlagen unter Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe (01.10.2012 – 31.03.2015 FKZ: 03KB072)
- RegioBalance - Bioenergie-Flexibilisierung als regionale Ausgleichsoption im deutschen Stromnetz (01.09.2013 – 31.01.2016, 03KB087)
- BioPower2Gas - Demonstration und Vergleich von optimal leistungsregelbaren Biogastechnologien (01.09.2013 – 31.08.2016, FKZ: 03KB089)
- FlexFuture - Integration von Biogasanlagen in Netze mit hohem Anteil fluktuierender Stromerzeuger (01.12.2014 – 28.02.2017, FKZ: 03KB102)
- ReBi 2.0 - Regelung der Gasproduktion von Biogasanlagen (01.11.2015 - 30.10.2017, FKZ: 22400114)

Die in den Forschungsprojekten gewählten Flexibilisierungsansätze zielen vor allem darauf ab, die Flexibilität der Stromerzeugung durch Beeinflussung der beiden Konversionsstufen im Biogasprozess zu erreichen. Die im AP 2 im Kapitel 4 beschriebenen Bandbreiten für die

Schill W-P. Residual load, renewable surplus generation and storage requirements in Germany. Energy Policy. 2014;73(0):65-79.

Mills AD, Wiser RH. Strategies to mitigate declines in the economic value of wind and solar at high penetration in California. Applied Energy. 2015;147:269-78.

Fraunhofer_ISE. Effekte regional verteilter sowie Ost-/West-ausgerichteter Solaranlagen. Freiburg: Fraunhofer_ISE; 2014.

Hummon M, Denholm P, Margolis R. Impact of photovoltaic orientation on its relative economic value in wholesale energy markets. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. 2013;21(7):1531-40.

Achner S, Brühl S, Krzikalla N. Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH; 2013.

Killinger S, Mainzer K, McKenna R, Kreifels N, Fichtner W. A regional optimisation of renewable energy supply from wind and photovoltaics with respect to three key energy-political objectives. Energy. 2015;84:563-74.

Wagner F. Electricity by intermittent sources: An analysis based on the German situation 2012. Eur Phys J Plus. 2014;129(2):20.

Modulation der Gasproduktion sowie der Flexibilisierung auf Seiten der zweiten Konversionsstufe (BHKW und Gasspeicher) sind progressiv gestaltet und im Zieljahr 2050 relativ ambitioniert angesetzt, liegen aber innerhalb der Bandbreiten die auch in den oben genannten Forschungsprojekten diskutiert werden. Eine Abschließende Beurteilung in welchem Umfang der Anlagenbestand in den kommenden Dekaden flexibilisiert wird, welche Flexibilisierungsrate über den Gesamtbestand erreicht wird und wie sich der Anlagenbestand insgesamt entwickelt, dazu treffen die genannten Vorhaben keine Aussage. Da für das Gros der Biogasanlagen keine betriebswirtschaftlichen Konzepte ohne Fördermechanismus existieren, sind diese Aspekte sehr stark durch die Ausrichtung der zukünftigen Förderbedingungen geprägt und können dadurch auch von anderen Stellen nicht belastbar abgeschätzt werden.

Die Flexibilisierung von Holzheizkraftwerken wurde ausschließlich in einem Projekt des Fraunhofer IWES bearbeitet (FlexHKW) (Hoffstede et al. 2016). Die im Projekt entwickelten Flexibilisierungsansätze die für einen Ausgleich von Residuallastschwankungen sind, basieren wie im AP 2 Kapitel 4 dargestellt auf der Ergänzung der Kesselanlagen um einen Dampfspeicher, der analog zum Gasspeicher bei Biogasanlagen Dampf als Sekundärenergie zwischenspeichert und so den vergleichsweise trägen Prozess der Dampferzeugung in der Kesselanlage von der Verstromung in der Turbineneinheit entkoppelt. Die im Projekt eingebunden Praxisanlagen verfügen über keinen Dampfspeicher, sondern bieten nur sehr kurzfristige Flexibilität in Form von Regelenergie an.

UMSICHT: Parallel zum vorliegenden Projekt wurde vom Öko-Institut und energynautics das Projekt „Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen“ durchgeführt (Öko-Institut und energynautics 2016). Für das Projekt wurde ein Strommarktmodell des Öko-Instituts (basiert ebenfalls auf GAMS/CPLEX) mit einem Netzmodell von energynautics gekoppelt. Ebenso wie in BalanceE wird der Zeitraum bis 2050 betrachtet. Allerdings nimmt die Modellierung des Erzeugerparcs an, dass die Kraftwerke nach und nach wegfallen, so dass zunehmend auch Erzeugungsdefizite auftreten. Insgesamt ist die Betrachtungsebene von (Öko-Institut und energynautics 2016) jedoch deutlich höher: zum einen wurde Deutschland als Teil des europäischen Verbundnetzes modelliert, zum anderen wurden deutlich mehr unterschiedliche Flexibilitätsoptionen untersucht als in BalanceE, bspw. die Reduktion des Flexibilitätsbedarfs über das Stromnetz oder verschiedene Lastmanagementoptionen in Gewerbe/Industrie. Stromspeicher und flexible Biogasanlagen waren ebenso im Portfolio der Flexibilitätsoptionen enthalten. Aufgrund der höheren Anzahl an Optionen und des größeren, räumlichen Betrachtungsraums, konnte die Modellierung und Auswertung in Bezug auf einzelne Technologien (bspw. des Beitrags von Stromspeichern und flexiblen Bioenergieanlagen inkl. ihren Synergien und Konkurrenzen) naturgemäß nicht so detailliert erfolgen wie in BalanceE. Ebenso wird kein Vergleich zwischen sonnen- und windenergiegeprägten Regionen vorgenommen.

Folgende zu BalanceE vergleichbare Ergebnisse wurden in (Öko-Institut und energynautics 2016) erzielt:

- Ab dem Jahr 2030 bzw. einem EE-Anteil von 60% treten sichtbare Defizite und Überschüsse auf. Im Jahr 2050 bzw. einem EE-Anteil von 75-90% sind nennenswerte Überschüsse und Defizite zu beobachten, die teilweise über einen längeren Zeitraum anhalten. Insgesamt übersteigen die Energieüberschüsse die Energiedefizite.
- Der Flexibilitätsbedarf kann deutlich gesenkt werden durch die vermehrte Installation von Schwachwindanlagen anstelle der heute verbreiteten Windenergieanlagen sowie von Ost-West ausgerichteten Photovoltaikanlagen anstelle der heute meist südlich ausgerichteten Photovoltaikanlagen.
- Überschuss-Strommengen fallen jeweils in vergleichsweise kurzen Zeiträumen an, d.h. entsprechende Flexibilitätsoptionen durch Sektorenkopplung (Power-to-Heat, Power-to-Gas) kommen auf nur geringe Volllaststunden.

- Um Biogasanlagen zukünftig flexibel betreiben zu können, sollte diese im Gegensatz zu heute mit größeren Gasspeichern ausgerüstet werden, sowie die dazugehörigen BHKW eine höhere installierte Leistung besitzen.

Zusätzliche Erkenntnisse in (Öko-Institut und energynautics 2016):

- Überschüssige Strommengen aus EE-Anlagen, welche in andere Sektoren überführt werden können, stehen insbesondere in der mittelfristigen Zukunft (~2030) zur Verfügung. In der langfristigen Zukunft (~2050) werden sie für das Stromversorgungssystem selbst benötigt und können diesem über Langfristspeicher (bspw. Power-to-Gas mit Rückverstromung) zugänglich gemacht werden. Für die strombasierte Versorgung anderer Sektoren ist dementsprechend ein zusätzlicher Ausbau von EE-Stromerzeugungsanlagen notwendig.
- Der räumliche Ausgleich über das Stromnetz kann den Flexibilitätsbedarf nennenswert senken. Bereits gemäßigter Netzausbau
- Bei Gegenüberstellung der notwendigen EE-Abregelung bei verschiedenen Netzausbauzustufen, konnte gezeigt werden, dass bereits ein moderater Netzausbau die abzuregelnden Strommengen auf unter 5 Prozent reduzieren kann.

Darüber hinaus ist das Projekt „Optimale Konzepte für eine steuerbare und bedarfsorientierte Stromproduktion aus Biogas und Biomethan“ zu nennen (Fraunhofer IWES 2014). Dieses legt den Fokus auf den Beitrag von flexiblen Biogas- und Biomethananlagen zur Residuallastdeckung in Systemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Die Untersuchung betrachtet Deutschland mit einem Horizont bis zum Jahr 2030. Vergleichbar zu BalanceE wurde in (Fraunhofer IWES 2014) gezeigt, dass Bioenergieanlagen als Erzeugungstechnologie zur Erhöhung des EE-Anteils beitragen und durch ihre Flexibilisierung die Integration erneuerbarer Energien verbessert werden kann. Zudem wurde gezeigt, dass der Bedarf an Stromspeichern gesenkt wird. Dies reduziert den Primärenergiebedarf an Brennstoffen in den konventionellen Kraftwerken, da weniger wirkungsgradbedingte Speicherverluste anfallen. Ebenso werden weniger konventionelle Kraftwerke benötigt. Im Hinblick auf die Dimensionierung der flexiblen Bioenergieanlagen wird aus Kostensicht eine Volllaststundenzahl von 4000 Stunden pro Jahr empfohlen, sowie ein gegenüber heute erweiterter Gasspeicher. Darüber hinaus wird diskutiert, dass neben regulatorischen Hemmnissen auch der Netzanschluss der erhöhten installierten Leistung ein Hemmnis für die Flexibilisierung von Bioenergieanlagen darstellen kann.

Eine weitere Untersuchung von zukünftigen Flexibilitätskonzepten erfolgte in der Studie „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge“ (Elsner et al. 2015). Hierin wird unter verschiedenen Rahmenbedingungen untersucht, welche Flexibilitätstechnologien jeweils benötigt werden. Flexible Bioenergieanlagen werden berücksichtigt, jedoch in den Ergebnissen nicht im Detail thematisiert. Aber auch hier wird ihre grundlegende Rolle zur Steigerung des EE-Anteils betont, welche in fast allen untersuchten Szenarien wichtig war. Im Hinblick auf Speicher wird zwischen Speichertechnologien mit einer mehrstündigen Ein-/Ausdauer und Speichertechnologien mit einer mehrwöchigen Speicherdauer unterschieden. Erstere wurden in den meisten Szenarien benötigt, aber es war kein Zubau Speichern rein zur Zwischenspeicherung von EE-Überschüssen erforderlich, da davon ausgegangen wurde, dass PV-Speicher zweitgenutzt werden und verschiedene Lastmanagementoptionen etabliert werden können. Langfristspeicher wurden nur notwendig bzw. zeigten sich als wirtschaftlich sinnvoll, wenn sehr ambitionierte Dekarbonisierungsziele erreicht werden sollten.

E. Veröffentlichungen des Ergebnisses

Der Endbericht zum Vorhaben wird auf einer Projektwebseite am UFZ sowie in der Fraunhofer Publica veröffentlicht. Darüber hinaus ist ein gemeinsames Paper in Bearbeitung, das bei einem ISI-gelisteten peer-review Journal eingereicht werden soll.

Während des Projektes wurden die Ergebnisse ausführlich auf den EnergyDays (Leipzig, 15.03.2017) präsentiert:

- Tafarte, P.: BalanceE - Szenarienübersicht und Zwischenergebnisse Arbeitspaket 1
- Dotzauer, M: BalanceE – Flexibilitätsoption Bioenergie
- Meyer, B. J.: BalanceE - Speicherportfolioerstellung.
- Grevé, A.; Kanngießner, A.: Einsatzoptimierung der Flexibilitätsoptionen.

Zudem wurde im Rahmen des Projektes bei Fraunhofer UMSICHT eine studentische Abschlussarbeit durchgeführt:

- Wunderlich, L.: Optimierter Einsatz von flexiblen Stromerzeugungs- und Speichertechnologien zur Systemintegration hoher Anteile erneuerbarer Energien: Modellentwicklung und -anwendung für eine wind- und eine solargeprägte Region. Masterarbeit, Universität Duisburg-Essen, 2016.

F. Literaturverzeichnis

- 50Hertz (2013a): Eingetretene Regelzonenlast. 50HertzTransmissionGmbH. Online verfügbar unter <http://www.50hertz.com/de/Kennzahlen/Regelzonenlast>.
- 50Hertz (2013b): Zeitlicher Verlauf der EEG-Stromeinspeisung. 50HertzTransmissionGmbH. Online verfügbar unter <http://www.50hertz.com/de/167.htm>.
- 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TransnetBW GmbH; TenneT TSO GmbH (Hg.) (2015): EEG-Anlagenstammdaten. EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2015. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>, zuletzt geprüft am 03.08.2016.
- AEE (2012): Strom speichern. Renew: Agentur für Erneuerbare Energien e.V.
- Battke, Benedikt; Schmidt, Tobias S.; Grosspietsch, David; Hoffmann, Volker H. (2013): A review and probabilistic model of lifecycle costs of stationary batteries in multiple applications 25, S. 240–250. DOI: 10.1016/j.rser.2013.04.023.
- BMUB (2016): Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Online verfügbar unter http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf, zuletzt geprüft am 01.09.2017.
- BMW (2011): Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Das 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung.
- BNetzA (2012): Szenariorahmen 2011. Bundes Netzagentur. Bonn. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/szenariorahmen2022_genehmigung.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2017.
- Brinkmeyer, Dieter; Müller, Rolf A.E. (1994): Entscheidungsunterstützung mit dem AHP. In: *Zeitschrift für Agrarinformatik* (5), S. 87–92.
- Bullinger, H. J.; Doetch, C.; Bretschneider, P. (2012): Smart Grids – The answer to the new challenges to energy logistics? DICE Report (3).
- Dena (2012): Power to Gas. Deutsche Energie-Agentur GmbH. Berlin. Online verfügbar unter www.powertogas.info, zuletzt geprüft am 29.08.2012.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hg.) (2008): Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken. Deutsche Energie-Agentur GmbH; Technische Universität München. Berlin. Online verfügbar unter https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9112_Pumpspeicherstudie.pdf, zuletzt geprüft am 13.09.2017.
- Durand, Jean-Michel; Duarte, Maria Joao; Clerens, Patrick (2013): European Energy Storage Technology Development Roadmap Towards 2030.
- Elsner, Peter; Fishedick, Manfred; Sauer, Dirk Uwe; Erlach, Berit; Lunz, Benedikt (2015): Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050. Technologien - Szenarien - Systemzusammenhänge. München: acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft).
- Ess, F.; Haefke, L.; Hobohm, J.; Peter, F.; Wünsch, M. (2012): Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende. Prognos AG. Berlin.
- Fisher, Karen; Wallen, Erika; Laenen, Pieter Paul; Collins, Michael (2006): Battery Waste Management Life Cycle Assessment. Final Report for Publikation. Oxford.
- Fraunhofer IWES (2014): Optimale Konzepte für eine steuerbare und bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan. Kassel.

Fraunhofer UMSICHT; Fraunhofer IWES (2014a): Abschlussbericht Metastudie Energiespeicher., Fraunhofer UMSICHT; Fraunhofer IWES, zuletzt geprüft am 13.09.2017.

Fraunhofer UMSICHT; Fraunhofer IWES (2014b): Metastudie "Energiespeicher". Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Unter Mitarbeit von Jan von Appen, Norman Gerhardt, Patrick Hochloff, Mareike Jentsch, Matthias Puchta, Michael Schreiber et al. Oberhausen, Kassel.

Fraunhofer UMSICHT; Fraunhofer IWES (2014c): Metastudie "Energiespeicher". Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Unter Mitarbeit von Jan von Appen, Norman Gerhardt, Patrick Hochloff, Mareike Jentsch, Matthias Puchta, Michael Schreiber et al. Oberhausen, Kassel.

Fuchs, Georg; Lunz, Benedikt; Leuthold, Matthias; Sauer, Dirk Uwe (2012): Technology Overview on Electricity Storage. Overview on the potential and on the deployment perspectives of electricity storage technologies. RWTH Aachen.

Gaines, Linda; Sullivan, John; Burnham, Andrew; Belharouak, Ilias (2011): Life-Cycle Analysis for Lithium-Ion Battery Production and Recycling. In: *90th Annual Meeting of the Transportation Research Board*.

Hans Hertle (2014): Empfehlungen zur Methodik der kommunalen Treibhausgasbilanzierung für den Energie- und Verkehrssektor in Deutschland. Im Rahmen des Vorhabens „Klimaschutz-Planer – Kommunalen Planungs- assistent für Energie und Klimaschutz“. Unter Mitarbeit von Frank Dünnebeil, Caroline Gebauer, Benjamin Gugel, Carsten Heuer, Frank Kutzner, Regine Voigt. ifeu - Institut für Energie und Umweltforschung Heidelberg GmbH. Heidelberg. Online verfügbar unter https://www.ifeu.de/energie/pdf/Bilanzierungsmethodik_IFEU_April_2014.pdf, zuletzt geprüft am 27.09.2017.

Hartner, Michael; Ortner, André; Hiesl, Albert; Haas, Reinhard (2015): East to west – The optimal tilt angle and orientation of photovoltaic panels from an electricity system perspective. In: *Applied Energy* 160, S. 94–107. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.08.097.

Heide, Dominik; Greiner, Martin; Bremen, Lüder von; Hoffmann, Clemens (2011): Reduced storage and balancing needs in a fully renewable European power system with excess wind and solar power generation. In: *Renewable Energy* 36 (9), S. 2515–2523. DOI: 10.1016/j.renene.2011.02.009.

Hirth, Lion; Müller, Simon (2016): System-friendly wind power. In: *Energy Economics* 56, S. 51–63. DOI: 10.1016/j.eneco.2016.02.016.

Hoffstede, Uwe; Hochloff, Patrick; Holzhammer, Uwe; Kirchner, Dirk; Schreiber, Michael; Bedenk, K. et al. (2016): FLEXHKW - Flexibilisierung des Betriebes von Heizkraftwerken. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik.

Hofrichter, A. (2010): Erneuerbare Energien - Windstrom aus dem Bergwerk. In: *Süddeutsche Zeitung* 2010, 2010.

Holzhammer, Uwe Abraham (2015): Biogas in einer zukünftigen Energieversorgungsstruktur mit hohen Anteilen fluktuierender Erneuerbarer Energien. Rostock: Universität, Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät, Professur Abfall- und Stoffstromwirtschaft (Schriftenreihe Umweltingenieurwesen, Band 56).

Kanngießner, Annedore (2014): Entwicklung eines generischen Modells zur Einsatzoptimierung von Energiespeichern für die techno-ökonomische Bewertung stationärer Speicheranwendungen. Zugl.: Dortmund, Techn. Univ., Diss., 2013. Oberhausen: Laufen (UMSICHT-Schriftenreihe / Fraunhofer-Institut Umwelt-, Sicherheits-, Energietechnik UMSICHT, Bd. 69).

Keil, Annette (2017): Bioenergie und Stromspeicher als Ausgleichsoptionen im Energiesystem – Chancen und Risiken für ein Stromhandelsunternehmen. In: UFZ (Hg.): *UFZ EnergyDays 2017 Book of Abstracts*. UFZ EnergyDays 2017. Leipzig, 15-16.3.2017, S. 9.

Leprich, U.; Hauser, E.; Grashof, K.; Grote, L.; Luxenburger, M.; Sabatier, M. (2012): Kompassstudie Marktdesign.

- Lund, H. (2006): Large-scale integration of optimal combinations of PV, wind and wave power into the electricity supply. In: *Renewable Energy* 31 (4), S. 503–515. DOI: 10.1016/j.renene.2005.04.008.
- Lund, Henrik; Kempton, Willett (2008): Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G. In: *Energy Policy* 36 (9), S. 3578–3587. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.06.007.
- Millinger, Markus; Tafarte, Philip; Dotzauer, Martin; Oehmichen, Katja; Kanngießner, Annedore; Grevé, Anna; Meyer, Benedikt (2017): Die künftige Rolle von Bioenergie und Stromspeicher im deutschen Energiesystem - Ergebnisse aus dem Projekt BalanceE. In: UFZ (Hg.): UFZ EnergyDays 2017 Book of Abstracts. UFZ EnergyDays 2017. Leipzig, 15-16.3.2017, S. 7.
- Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (2017): Photovoltaik und Batteriespeicher: Technologie, Integration, Wirtschaftlichkeit. Stuttgart.
- Nair, Nirmal-Kumar C.; Garimella, Niraj (2010): Battery energy storage systems. Assessment for small-scale renewable energy integration. In: *Energy and Buildings* 42 (11), S. 2124–2130. DOI: 10.1016/j.enbuild.2010.07.002.
- NEP (2012): Netzentwicklungsplan Strom 2012. 2.Überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 50Hertz; Amprion; TenneTTSO; TransnetBW.
- Neumann, G. (2008): Lithium-Akkumulatoren – Vielseitige und leistungsfähige Speicher elektrischer Energie. In: *Technik in Bayern* 2008, 2008 (12).
- Niemann, A.; Perau, E.; Schreiber, U.; Koch, M. K. (2012): Nutzung von Anlagen des Bergbaus als Pumpspeicherwerke. DWA Energietage. Wiesbaden, 2012.
- Nitsch, J.; Pregger, T.; Naegler, T.; Heide, D.; Tena, D. L. de; Trieb, F. (2012a): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Stuttgart, Kassel, Teltow.
- Nitsch, Joachim; Pregger, Thomas; Naegler, Tobias; Helde, Dominik; Tena, Diego Luca de; Trieb, Franz et al. (2012b): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Abschlussbericht. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt; Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik; Ingenieurbüro für neue Energien.
- Öko-Institut; energynautics (2016): Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse. Freiburg/Darmstadt.
- Oliveira, L.; Messagie, M.; Mertens, J.; Laget, H.; Coosemans, T.; van Mierlo, J. (2015): Environmental performance of electricity storage systems for grid applications, a life cycle approach. In: *Energy Conversion and Management* 101, S. 326–335. DOI: 10.1016/j.enconman.2015.05.063.
- Østergaard, Poul Alberg (2012): Comparing electricity, heat and biogas storages' impacts on renewable energy integration. In: *Energy* 37 (1), S. 255–262. DOI: 10.1016/j.energy.2011.11.039.
- Rasmussen, Morten Grud; Andresen, Gorm Bruun; Greiner, Martin (2012): Storage and balancing synergies in a fully or highly renewable pan-European power system. In: *Energy Policy* 51, S. 642–651. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.09.009.
- Rydh, Carl Johan (1999): Environmental assessment of vanadium redox and lead-acid batteries for stationary energy storage. In: *Journal of Power Sources* 80 (1-2), S. 21–29. DOI: 10.1016/S0378-7753(98)00249-3.
- Saaty, Thomas L. (2008a): Decisions making with the analytic hierachy process. In: *Int. J. Services Sciences* (1), S. 83–98.
- Saaty, Thomas L. (2008b): Decisions making with the analytic hierachy process. In: *Int. J. Services Sciences* (1), S. 83–98.

Sabihuddin, Siraj; Kiprakis, Aristides; Mueller, Markus (2015): A Numerical and Graphical Review of Energy Storage Technologies. In: *Energies* 8 (1), S. 172–216. DOI: 10.3390/en8010172.

Schegner, Peter; Domagk, Max (2012): Vor- und Nachteile verschiedener Prinzipien der Speicherung elektrischer Energie. Sächsischen Fachsymposium ENERGIE. Online verfügbar unter https://crm.saena.de//sites/default/files/civicrm/persist/contribute/files/2012-11_Energiespeicher_Schegner.pdf, zuletzt geprüft am 13.09.2017.

Schulte-Beckhausen, Sabine (2017): Rechtliche Aspekte der Nutzung von Bioenergie und Stromspeichern zum Energieausgleich. In: UFZ (Hg.): UFZ EnergyDays 2017 Book of Abstracts. UFZ EnergyDays 2017. Leipzig, 15-16.3.2017, S. 10. Online verfügbar unter <http://www.ufz.de/index.php?de=39464>.

Stürzl; Patrick (29.2.2015): A Systematic and numerical Review of Electrical Energy Storage. A Focus on Performance Parameters. Master Thesis.

Stürzl, Patrick (2015): A Systematic and Numerical Review of Electrical Energy Storage. A Focus on Performance Parameters. Master Thesis, zuletzt geprüft am 13.09.2017.

Sullivan, John; Gaines, Linda (2010): A Review of Battery Life-Cycle Analysis: State of Knowledge and Critical Needs. Argonne.

Swiss centre for life cycle inventories (2016): Ecoinvent v3.3 for umberto. Version.

Tafarte, Philip; Das, Subhashree; Eichhorn, Marcus; Thrän, Daniela (2014): Small adaptations, big impacts. Options for an optimized mix of variable renewable energy sources. In: *Energy* 72, S. 80–92. DOI: 10.1016/j.energy.2014.04.094.

Thrän, Daniela; Arendt, Oliver; Ponitka, Jens; Braun, Julian; Millinger, Markus; Wolf, Verena et al. (2015): Meilensteine 2030 : Elemente für die Entwicklung einer tragfähigen und nachhaltigen Bioenergiestrategie. Endbericht zu FKZ 03KB065, FKZ 03MAP230. Leipzig.

TransnetBW (2012a): Photovoltaic Infeed. TransnetBW. Online verfügbar unter <https://www.transnetbw.com/en/key-figures/renewable-energies/photovoltaic>.

TransnetBW (2012b): Total load. TransnetBW. Online verfügbar unter <https://www.transnetbw.com/en/key-figures/load-data/total-load>.

TransnetBW (2012c): Wind infeed. TransnetBW. Online verfügbar unter <https://www.transnetbw.com/en/key-figures/renewable-energies/wind-infeed>.

DIN ISO 14044: Umweltmanagement - Ökobilanz - Anforderungen und Anleitungen (ISO 14044:2006), Deutsche und Englische Fassung EN ISO 14044:2006, 10/2006.

DIN ISO 14040: Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen (ISO 14040:2006), Deutsche und Englische Fassung EN ISO 14040:2006, 10/2006.

VDI (2012): Die Tiefen Schächte im Ruhrgebiet regen Forscher an. Essen. Online verfügbar unter <http://www.vdi-nachrichten.com/artikel/Die-tiefen-Schaechte-im-Ruhrgebiet-regen-Forscher-an/56994/1>, zuletzt geprüft am 25.05.2012.

Yunicos AG (2012): Erneuerbare energien werden zur Regel. Online verfügbar unter http://www.yunicos.com/de/_old_2011/co2nsulting/speicher_zur_netzregulierung/index.html, zuletzt geprüft am 29.08.2012.

Zipp, Alexander (2015): Revenue prospects of photovoltaic in Germany—Influence opportunities by variation of the plant orientation. In: *Energy Policy* 81, S. 86–97. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.02.017.

G. Anlagen

Eingangsdaten der Speichertechnologien für den AHP

Tabelle G-1: Eingangsdaten der Kurzfristspeicher für den AHP (Sabihuddin et al. 2015; Fraunhofer UMSICHT und Fraunhofer IWES 2014c; Durand et al. 2013; Nair und Garimella 2010; Battke et al. 2013; Stürzl und Patrick 29.2.2015)

Technische Parameter	2030			2040			2050		
	Bleibasierte-Batterien	Lithiumbasierte-Batterien	Nickelbasierte Batterien	Bleibasierte-Batterien	Lithiumbasierte-Batterien	Nickelbasierte Batterien	Bleibasierte-Batterien	Lithiumbasierte-Batterien	Nickelbasierte Batterien
Wirkungsgrad [%]	75	90	70	75	90	70	80	95	76
Selbstentladung	4	4	1	4	4	1	4	4	1
Anlagenverfügbarkeit	4	5	5	4	5	5	4	5	5
Zyklusfestigkeit	2	3	2	2	3	2	2	3	2
Lebensdauer [a]	15	20	10	15	20	10	15	20	10
Ökonomische Parameter									
Leistungsgebundene Kosten [€/kW]	52	118	97	105,25	4,8	64,092	122,75	5,62	228,9
Kapazitätsgebundene Kosten [€/kWh]	104	26	123	210,5	53,33333333	250	245,5	62,44444444	291,9642857
Wertschöpfungskonkurrenz	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Betriebskosten [€/kW*a]	22	19	22	22	19	22	22	19	22
Anfahrtskosten [€/MW]	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Umwelteinwirkungen									
Flächenverbrauch	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Umweltgefährdungen	3	3	2	3	3	2	3	3	2
Betriebsmissionen [kg CO _{2e} /kW e]]	0,1859	0,0620	0,2390	0,01374	0,0458	0,1767	0,0593	0,0198	0,0763
Infrastrukturemissionen [kg CO _{2e} /kW]	2	5	3	4,16	10,03	5,45	4,85	11,7	6,36
Rohstoffkritikalität	5	3	3	5	3	3	5	3	3
Nachhaltigkeit	5	3	2	5	4	2	5	4	2
Akzeptanz	5	4	3	5	4	3	5	4	3

Tabelle G-2: Eingangsdaten der Mittelfristspeicher für den AHP (Fuchs et al. 2012; Durand et al. 2013; Battke et al. 2013; Fraunhofer UMSICHT und Fraunhofer IWES 2014c; Deutsche Energie-Agentur GmbH 2008; Schegner und Domagk 2012; Stürzl und Patrick 29.2.2015)

Technische Parameter	2030			2040			2050		
	Hochtemperatur-Batterie	Druckluftspeicher	Pumpspeicher	Hochtemperatur-Batterie	Druckluftspeicher	Pumpspeicher	Hochtemperatur-Batterie	Druckluftspeicher	Pumpspeicher
Wirkungsgrad [%]	80	69	80	80	69	80	80	69	80
Selbstentladung	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Anlagenverfügbarkeit	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Zyklenfestigkeit	3	4	4	3	4	4	3	4	4
Lebensdauer [a]	15	40	40	15	40	40	15	40	40
Ökonomische Parameter									
Leistungsgebundene Kosten [€/kW]	5	23	15	8	23	15	8	23	15
Kapazitätsgebundene Kosten [€/kWh]	1	1	0	1	1	0	1	1	0
Wertschöpfungskonkurrenz	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Betriebskosten [€/kWh*a]	45	14	12	45	14	12	45	14	12
Anfahrkosten [€/MW]	2	15	2	2	15	2	2	15	2
Umweltwirkungen									
Flächenverbrauch	5	4	1	5	4	1	5	4	1
Umweltgefährdungen	2	4	3	2	4	3	2	4	3
Betriebsmissionen [kg CO2e/kW e]	0,1394	0,2506	0,1394	0,103	0,1852	0,103	0,0445	0,08	0,0445
Infrastrukturemissionen [kg CO2e/kW]	0	27	60	0	27	60	0	27	60
Rohstoffkritisalität	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Nachhaltigkeit	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Akzeptanz	4	4	3	4	4	3	4	4	3
Redox-Flow-Batterie	82		84						
Druckluftspeicher									
Pumpspeicher									
Redox-Flow-Batterie									
Druckluftspeicher									
Pumpspeicher									
Redox-Flow-Batterie									
Druckluftspeicher									
Pumpspeicher									

Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN: -	2. Berichtsart: Schlussbericht	
3. Titel: BalanceE - Synergien, Wechselwirkungen und Konkurrenzen beim Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Energien im Stromsektor durch erneuerbare Optionen		
4. Autoren: Millinger, Markus; Tafarte, Philip (UFZ); Dotzauer, Martin; Oehmichen, Katja (DBFZ); Kanngießer, Annedore; Meyer, Benedikt; Grevé, Anna; Hagemeyer, Anne (Fraunhofer UMSICHT)	5. Abschlussdatum des Vorhabens: März 2017	
	6. Veröffentlichungsdatum: geplant	
	7. Form der Publikation: Web, ISI-Artikel geplant	
8. Durchführende Institutionen Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH – UFZ, Permoserstr. 15, 04318 Leipzig; DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig; Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, Osterfelder Straße 3, 46047 Oberhausen	9. Ber. Nr. Durchführende Institution: -	
	10. Förderkennzeichen: 0325705A, 0325705B, 0325705C	
	11. Seitenzahl: 87	
12. Fördernde Institution <i>Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)</i> <i>Scharnhorststr. 34-37</i> <i>10115 Berlin</i>	13. Literaturangaben 66	
	14. Tabellen 26	
	15. Abbildungen 47	
16. Zusätzliche Angaben -		
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum) <i>Dr. Johannes Tambornino, Projektträger Jülich, November 2017</i>		
18. Kurzfassung Das deutsche Energiesystem wird durch die Energiewende künftig von fluktuierender, dargebotsabhängiger erneuerbarer Stromerzeugung – vor allem aus Solar- und Windenergie – geprägt sein. Um Stromnachfrage und Dargebot jederzeit auszugleichen, werden neue Ausgleichsoptionen zunehmend wichtig. Flexible Bioenergie und Stromspeicher sind zwei maßgebliche Ausgleichsoptionen, welche die Systemintegration der fluktuierenden Erneuerbaren ermöglichen. Sie können sowohl miteinander konkurrieren als auch Synergieeffekte aufweisen und haben unterschiedliche technische Ausprägungen, Umwelteffekte und Kosten, die mit in Betracht gezogen werden müssen. Im Projekt BalanceE hat ein Team von Wissenschaftlern am UFZ, DBFZ und bei Fraunhofer UMSICHT szenarienbasiert die Fragestellung untersucht, welche Rolle bedarfsgerechte Bioenergieerzeugung und Speichertechnologien bei der Systemintegration fluktuierender erneuerbarer Energien spielen können und müssen. Die folgenden Fragen fokussieren die Zielsetzungen des Projektes. <ul style="list-style-type: none"> • Welche Rolle können Bioenergie und Stromspeichertechnologie bei der Systemintegration fluktuierender erneuerbarer Energien spielen? • Wie entwickeln sich die technischen Möglichkeiten im Zeitverlauf und unter unterschiedlichen regionalen Gegebenheiten? Wann und wo ergeben sich Synergien, wo sind Konkurrenzen zu erwarten? 		

- Wie passen die technologischen Entwicklungen in den Fahrplan der Energiewende?
- Welche Rahmenbedingungen und Politikinstrumente müssen zusammenspielen, um eine effiziente Implementation der relevanten Technologien zu unterstützen?

Für die Analyse wurde der Schwerpunkt auf die Beiträge von drei verschiedenen Typen an flexiblen Bioenergieanlagen (Biomethan-BHKW, Biogasanlagen und Holzheizkraftwerke) sowie zwei verschiedenen Typen an Stromspeichern (Kurz- und Mittelfristspeicher) zum Energieausgleich gelegt. Zwei Modellregionen wurden untersucht – eine windenergiegeprägte Region in Anlehnung an die Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH und eine solarenergiegeprägte Region in Anlehnung an die TransnetBW-Regelzone. Im- und Exporte von Strom wurden im Modell ausgeschlossen. In der Realität weichen die Regionen von den gesamtdeutschen Zielen bei den EE-Anteilen ab, wobei der gesamtdeutsche EE-Anteil zurzeit in der 50Hertz-Regelzone übererfüllt und in der TransnetBW-Regelzone nicht erreicht wird. Daher wurden die Erzeugungskapazitäten von Wind- und Solarenergie für die Vergleichbarkeit so normiert, dass ein 50 %-iger EE-Anteil im Stützjahr 2030 erreicht wird, bzw. 65 % in 2040 und 80 % in 2050.

Der EE-Ausbau für die drei Stützjahre erfolgte über zwei Szenarien: (i) Die vorhandenen Anteile von Wind- und Solarenergieanlagenkapazitäten wurden mit realen Einspeisedaten gekoppelt und proportional zu den in den beiden Übertragungsnetzen gemäß Netzentwicklungsplan 2012 prognostizierten Anteilen von Wind- und Solarenergie bis zur Erreichung der EE-Ziele in den Stützjahren skaliert („CLASSIC“). (ii) Die Zusammensetzung von Wind- und Solarenergie wurde endogen bestimmt und es wurden systemfreundliche Anlagenauslegungen von Wind- und Solarenergie berücksichtigt, um bereits bei der Erzeugung von dargebotsabhängigem EE-Strom den Umfang der benötigten Ausgleichsoptionen zu reduzieren. Letzteres erfolgte mit dem am UFZ entwickelten Modell VAREO („Variable Renewable Energy Optimization,“). Insgesamt wurden zwölf Szenarien entworfen und berechnet. Die für die zwölf Szenarien ermittelten Residuallastprofile wurden als Eingangsdaten an die weiteren Arbeitspakete übergeben.

Die Portfolien der Stromspeicher wurden anhand der Residuallastprofile und mittels eines Gewichtungsverfahrens für jedes Szenario bestimmt. Der Anlagenpark für die zur Verfügung stehende Bioenergie wurde dagegen unabhängig von den Residuallastprofilen auf Basis der Ausbauszenarien des Netzentwicklungsplans bzw. der Leistudie 2011 abgeleitet und zusammen mit Annahmen über die zu erwartende Flexibilisierung verschiedener Anlagentypen parametrisiert. Die installierten Leistungen an fossilen Mittel- und Spitzenlastkraftwerken wurden in Abhängigkeit von der maximalen positiven Residuallast bestimmt.

Insgesamt ergibt sich ein Erzeuger- und Speicherpark, dessen Betrieb im bei Fraunhofer UMSICHT entwickelten GOMES-Modell optimiert wurde. Als Zielfunktion wurde die Minimierung der Treibhausgasemissionen gewählt. Neben den zwölf Hauptszenarien wurden weitere Szenarienrechnungen durchgeführt, mit denen die Bedeutung sowie die Synergie- und Konkurrenzeffekte der flexiblen Bioenergieanlagen und Stromspeicher näher untersucht wurden.

Systemfreundlich ausgelegte Solar- und Windkraftanlagen führen zu einer gleichmäßigeren Erzeugung und einem gleichmäßigeren Residuallastgang, was den Bedarf von Flexibilitätsoptionen wie Stromspeichern gering hält. In der Windregion ist dies am deutlichsten zu sehen, wo in 2050 mit einer deutlich geringeren Erzeugungskapazität die gleichen EE-Anteile erreicht werden können. Im Ergebnis gibt es also sowohl weniger EE-Kapazitäten als auch einen geringeren Bedarf an Speicherkapazitäten.

In der sonnengeprägten Region ist eine gewisse Abhängigkeit zwischen einer systemfreundlichen Auslegung der dargebotsabhängigen erneuerbaren Erzeugung auf Basis von Wind- und Solarenergie und dem möglichen Beitrag von Kurz- und Mittelfristspeichern vorhanden. Um hohe Anteile dargebotsabhängiger erneuerbaren Erzeugung zu erreichen, ist die Einspeicherung von Solarenergie-Mittagsspitzen hier besonders wichtig. Aus diesem Grund erfordern hohe EE-Anteile in solaregeprägten Netzen einen Verbund mit Speichern.

Kurz- und Mittelfristspeicher werden in sonnengeprägten Regionen wichtig, während Biomasse

eine Alternative zu Langfristspeicheroptionen bietet, die sowohl saisonal bedingt als auch vor allem in windgeprägten Regionen notwendig werden könnte. Dies gilt insbesondere dann, wenn andere Lösungen, wie z. B. Netzerweiterung und weitere Ausgleichsoptionen wie Demand-Side-Management, Langzeitspeicher und Sektorkopplung nicht verfügbar sein sollten.

Anwendungsmöglichkeiten der erzielten Ergebnisse sind zum einen unmittelbar in der Praxis zu sehen, indem verstärkt auf eine systemfreundliche Auslegung der Erzeugeranlagen und auf den Einsatz möglichst passgenauer Flexibilitätsoptionen geachtet wird. Eine Orientierung dafür geben die hier vorliegenden Ergebnisse bereits. Zum anderen sollten ergänzende wissenschaftliche Untersuchungen dazu beitragen, die getroffenen Aussagen weiter zu differenzieren und zu präzisieren.

19. Schlagwörter

Bioenergie, Flexibilität, Stromspeicher, Systemintegration, Residuallastausgleich, THG, Biomasse, Biomasseverstromung, Deutschland, Ausgleichsoptionen, Windkraft, Solarkraft, Systemfreundlichkeit

20. Verlag

-

21. Preis

-

Document Control Sheet

1. ISBN or ISSN: -	2. Type of Document: Report	
3. Title: BalanceE - Synergien, Wechselwirkungen und Konkurrenzen beim Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Energien im Stromsektor durch erneuerbare Optionen		
4. Authors: Millinger, Markus; Tafarte, Philip (UFZ); Dotzauer, Martin; Oehmichen, Katja (DBFZ); Kanngießner, Annedore; Meyer, Benedikt; Grevé, Anna; Hagemeyer, Anne (Fraunhofer UMSICHT)	5. End of Project: März 2017	
	6. Publication date: planned	
	7. Form of Publikation: Web, ISI-Article planned	
8. Performing organizations: Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH – UFZ, Permoserstr. 15, 04318 Leipzig; DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig; Fraunhofer Institute for Environmental, Safety, and Energy Technology UMSICHT, Osterfelder Straße 3, 46047 Oberhausen	9. Ber. Nr. Durchführende Institution: -	
	10. Reference no: 0325705A, 0325705B, 0325705C	
	11. No. of pages: 87	
12. Sponsoring agency Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi) Scharnhorststr. 34-37 10115 Berlin	13. No. of references 66	
	14. No. of tables 26	
	15. No. of figures 47	
16. Supplementary notes -		
17. Presented at (Titel, Ort, Datum) <i>Dr. Johannes Tambornino, Projektträger Jülich, November 2017</i>		
18. Abstract Germany's future power system will largely depend on variable renewable energy sources (vRES) - mainly photovoltaics and wind power. In order to balance demand and supply of electricity from vRES, new options become increasingly important at higher shares of vRES in the power system, due to both technical and cost reasons. Flexible bioenergy and energy storage are two important options, which can ease the system integration of vRES and are likely necessary to reach renewable targets in coming years. These two options may stand in competition but also in synergy with each other, and have different technical, environmental and cost characteristics which need to be taken into account. In the project BalanceE, a team of scientists from UFZ, DBFZ and Fraunhofer UMSICHT have investigated scenarios for the integration of these options until 2050. The following research questions have been followed: <ul style="list-style-type: none"> • Which role can bioenergy and power storage options play in the systems integration of variable renewable energy technologies? • How do the technical possibilities develop over time and under different regional characteristics? When and where do synergies or competition between technologies develop? • How do the technological developments fit in the plans of the Energiewende? • Which frame conditions and political instruments have to be in place in order to support an 		

efficient implementation of the relevant technologies?

For the analysis, the focus was laid on different bioenergy (biomethane-CHP, biogas, and wood-CHP) as well as power storage (short and mid-term) options for balancing the power system. Two model regions were assessed – one wind power dominated based on the 50Hertz control area, and one solar power dominated based on the TransnetBW control area, both in Germany. The areas were normed so that a 50% renewables share was set to 2030, 65% to 2040 and 80% to 2050. Two scenarios of wind and solar power developments were assessed: one according to present plans and scenarios, and one with both plant composition as well as mix between solar and wind power optimized. The latter was done with the model VAREO, developed at the UFZ. In total, thus 12 scenarios were assessed.

The power storage portfolios were set based on the residual load profiles of the power mix, with a weighting algorithm, while the bioenergy was set based on published long term plans and scenarios. The resulting generation capacity and storage mix was dispatch optimized in the model GOMES, developed at Fraunhofer UMSICHT, with the minimization of the greenhouse gas emissions as goal function. Beside the twelve main scenarios, further runs were performed in order to assess the role of and synergies and competition between power storage and bioenergy.

System friendly vRES results in a smoother generation and residual load profile, which reduces the need for balancing options. The effect is especially significant in the wind power dominated region and at high renewables shares, where both the vRES capacity as well as the balancing capacity is substantially lower.

In the solar power dominated region, storing the mid-day peaks is important for reaching high renewables shares, and thus in such regions a combination with power storage is required. In this case, short- and mid-term storage options are important, while in wind power dominated regions as well as for balancing seasonal variations, bioenergy is more relevant. The latter is especially valid if other balancing solutions, such as grid extensions, demand side management, long-term power storage and sectoral coupling are not available.

The results obtained can be used in the design of system-friendly generation plants and tailored flexibility options. An orientation for this is already given by the results available here. On the other hand, supplementary scientific research should help to further differentiate and clarify the statements made.

19. Keywords

bioenergy, flexibility, electrical energy storage, system integration, balancing of residual load, GHG, biomass, electricity from biomass, Germany, power storage, wind power, solar power, system friendliness

20. Publisher

-

21. Price

-