

Kurzfassung
Metastudie »Energiespeicher«

Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)

An Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
z.Hd. Hans-Georg Richter
Referat I C 4
Villemombler Straße 76
53123 Bonn

vorgelegt von **Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT**

Osterfelder Straße 3
46047 Oberhausen

Prof. Dr.-Ing. Christian Doetsch (Projektleitung)
+49 208 8598 1195
christian.doetsch@umsicht.fraunhofer.de

Dr.-Ing. Anna Grevé (Projektkoordination)
+49 208 8598 1271
anna.greve@umsicht.fraunhofer.de

und **Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES**

Königstor 59
34119 Kassel

Dr.-Ing. Kurt Rohrig
+49 561 7294 328
kurt.rohrig@iwes.fraunhofer.de

31. Oktober 2014

Mitwirkende

Fraunhofer IWES

Patrick Hochloff
Jan von Appen
Tobias Trost
Norman Gerhardt
Matthias Puchta
Mareike Jentsch
Michael Schreiber
Dr.-Ing. Kurt Rohrig

Fraunhofer UMSICHT

Benedikt Meyer
Mareike Wendorff
Ashkan Hashemi
Dr.-Ing. Annedore Kanngießer
Dr.-Ing. Anna Grevé
Prof. Dr.-Ing. Christian Doetsch

INHALT

Abkürzungen	4
1 Aufgabenstellung.....	9
2 Methodisches Vorgehen	9
2.1 Allgemein.....	9
2.2 Methodik	10
2.2.1 Schritt 1 nach Cooper »Formulierung der Fragestellung«	10
2.2.2 Schritt 2 nach Cooper »Systematische Literaturrecherche«	12
2.2.3 Schritt 3 nach Cooper »Zusammentragen und Aufbereiten der Informationen«	12
2.2.4 Schritt 4 nach Cooper »Qualitätsbewertung der herangezogenen Studien«	12
2.2.5 Schritt 5 nach Cooper »Befundintegration und Heterogenitätsanalyse«	13
2.2.6 Schritt 6 nach Cooper »Interpretation der Ergebnisse in Bezug auf die Fragestellung«	14
2.2.7 Schritt 7 nach Cooper »Aufbereitung und Präsentation der Ergebnisse«	14
2.3 Literatursteckbriefe	14
2.4 Literaturauswertung.....	16
3 Ergebnisse.....	18
3.1 AP 1 »Speicherbedarf«	19
3.1.1 Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n:	19
3.1.2 Clusterung	19
3.1.3 Zusammenfassung	22
3.1.4 Fazit.....	23
3.2 AP 2.1 »Technisches Ausbaupotential«.....	25
3.2.1 Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n	25
3.2.2 Clusterung	25
3.2.3 Zusammenfassung	26
3.2.4 Fazit.....	27
3.3 AP 2.2 »Realisierbares/erwartbares technologiespez. Ausbaupotenzial «	29
3.3.1 Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n	29
3.3.2 Clusterung	29
3.3.3 Zusammenfassung	33
3.3.4 Fazit.....	34
3.4 AP 3 »Investitionskosten«	36
3.4.1 Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n	36
3.4.2 Clusterung	36
3.4.3 Zusammenfassung	37
3.4.4 Fazit.....	39
3.5 AP 4.1 »Erlöspotenziale von Stromspeichern«	42
3.5.1 Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n	42
3.5.2 Clusterung	42
3.5.3 Zusammenfassung	45
3.5.4 Fazit.....	49
3.6 AP 4.2 »Einfluss von Stromspeichern auf den Markt«.....	50
3.6.1 Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n	50

3.6.2	Clusterung	50
3.6.3	Zusammenfassung	50
3.6.4	Fazit	51
3.7	AP 5.1 »Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern«	53
3.7.1	Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n	53
3.7.2	Clusterung	53
3.7.3	Zusammenfassung	55
3.7.4	Fazit	58
3.8	AP 5.2 »Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen«	59
3.8.1	Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n	59
3.8.2	Clusterung	59
3.8.3	Zusammenfassung	60
3.8.4	Fazit	61
3.9	AP 6 »Einsatz Power-to-Gas«	62
3.9.1	Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n	62
3.9.2	Clusterung	62
3.9.3	Zusammenfassung	65
3.9.4	Fazit	66
3.10	AP 7 »Speicher im Strommarkt«	68
3.10.1	Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n	68
3.10.2	Clusterung	68
3.10.3	Zusammenfassung	69
3.10.4	Fazit	70
4	Methodisches Fazit	71
5	Glossar	73
6	Literaturstellen (nach AP sortiert)	77

Abkürzungen

ACAES	Adiabatic Compressed Air Energy Storage (Adiabates Druckluftspeicherkraftwerk)
AGFW	AGFW Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.
AUT	Österreich
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BHKW	Blockheizkraftwerk
BimschG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BNetzA	Bundesnetzagentur
BWL	Betriebswirtschaftslehre
CAES	Compressed Air Energy Storage (Druckluftspeicher)
CCS	Carbon Capture and Storage
CH	Schweiz
CNG1, CNG	Compressed Natural Gas
CO ₂	Kohlendioxid
D, DE	Deutschland
DA	Day-Ahead-Spotmarkt
DCAES	Diabatic Compressed Air Energy Storage (Diabates Druckluftspeicherkraftwerk)
Dena	Deutsche Energie-Agentur
DLF	Druckluft
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.
DSM	Demand Side Management
E	Energie
EE	Erneuerbare Energie

EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX SPOT	European Power Exchange
Eu	Europa
EWärmeG	Erneuerbare-Wärme-Gesetz
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle
GuD	Gas-und-Dampf Kombikraftwerk
h	Stunden
H ₂	Wasserstoff
H ₂ &CH ₄	Power-to-Gas-Speicher mit Rückverstromung (unterschiedliche Pfade) auf Basis von Wasserstoff bzw. Methan
H-Gas	High-Gas
HGÜ	Hochspannungsgleichstrom-Übertragungsleitungen
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
ID	Intraday-Spotmarkt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LA	(Lead-Acid) Blei-Säure-Batterie
L-Gas	Low-Gas
Li-Ion	Lithium-Ionen-Batterie
LPG	Liquefied Petroleum Gas
mob. Batt.	mobile Batteriespeicher
MRL	Minutenreserveleistung
MS	Mittelspannung
NaS	Natrium-Schwefel-Batterie

NL	Niederlande
NEP	Netzentwicklungsplan
NS	Niederspannung
P	Leistung
P2G, PtG	Power-to-Gas
P2H, PtH	Power-to-Heat
PEM	Proton Exchange Membrane (Protonenaustauschmembran)
PFV	Planfeststellungsverfahren
PHES, PSKW, PSW	Pumped Hydro Energy Storage (Pumpspeicherkraftwerk)
PHEV	Plug-in-Hybrid-Vehicle (Plug-In-Hybrid-Elektrofahrzeug)
PKW	Personenkraftwagen
Pm	Leistung mit natürlichen Zufluss
Po	Leistung ohne natürlichen Zufluss
PRL	Primärregelleistung
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
PV-EV	Photovoltaik-Eigenverbrauchanteil
RFB	Redox-Flow-Batterie
RONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
ROV	Raumordnungsverfahren
SRL	Sekundärregelleistung
StromNEV	Stromnetzentgeldverordnung
t	Zeit
THG	Treibhausgas

TYNDP	Ten Year Network Development Plan
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VLS	Volllaststunden
VNB	Verteilnetzbetreiber
VNS	Verteilnetzstudien
VWL	Volkswirtschaftslehre
Ws	Wobbe-Index

1 Aufgabenstellung

Aufgabe der Metastudie ist es, eine Auswertung sämtlicher relevanter wissenschaftlicher Studien zum Thema Stromspeicher sowie Power-to-Gas (PtG) vorzunehmen. Die Ergebnisse und Annahmen der Studien sollen im Hinblick auf die künftige Entwicklung dieser Speicher unter besonderer Berücksichtigung des kurz-, mittel- und langfristigen Speicherbedarfs im Stromsystem sowie der Wirtschaftlichkeit und Wettbewerbsfähigkeit im Vergleich zu den unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen bewertet werden, die mit Energiespeichern im Wettbewerb stehen. Etwaiger sich aus den Studien ergebender regulatorischer Handlungsbedarf ist darzustellen und zu bewerten.

2 Methodisches Vorgehen

2.1 Allgemein

Der Vorteil von Metastudien¹ (im Sinne von »meta-analysis« und »systematic review«) ist zum einen, dass mit begrenztem Ressourcenaufwand viele detaillierte Studien und damit auch primäre und sekundäre Quellen erschlossen werden können und eine wertende Übersicht über den (veröffentlichten) Stand der Forschung erreicht wird. Jedoch birgt der Ansatz auch Gefahren, die durch Schlagwörter wie »garbage-in-garbage-out«, »apples-to-oranges«, »file drawer« charakterisiert werden. Diesen Problemen muss durch methodische Maßnahmen Rechnung getragen werden.

Der grundsätzliche Aufbau richtet sich sinngemäß nach Cooper [Cooper 2010], der sieben Schritte formuliert (vgl. Abbildung 2-1). Diese sieben Schritte werden in Kapitel 2.2 näher erläutert.

Schritt 1	Formulierung der Fragestellung
Schritt 2	Systematische Literaturrecherche
Schritt 3	Zusammentragen und Aufbereiten der Informationen
Schritt 4	Qualitätsbewertung der herangezogenen Studien
Schritt 5	Befundintegration und Heterogenitätsanalyse
Schritt 6	Interpretation der Ergebnisse in Bezug auf die Fragestellung
Schritt 7	Aufbereitung und Präsentation der Ergebnisse

Abbildung 2-1: Sieben Schritte einer Metastudie. Eigene Übersetzung basierend auf [Cooper 2010]

Zudem ist für die Erarbeitung dieser Metastudie das Wissen und die eigene Erfahrung um Modelle, Methodiken und Einflussparameter entscheidend um die

¹ Im ingenieurwissenschaftlichen Kontext sind Metastudien nicht so eindeutig definiert wie bspw. im medizinischen Kontext (»Cochrane«). Im Folgenden wird der Begriff Metastudie im Sinne einer Kombination von Meta-Analyse und Systemischer Zusammenfassung verstanden.

heterogenen Studien zum Speicherbedarf bewerten zu können. Das Konsortium von UMSICHT und IWES kann dies dabei in der gesamten Bandbreite von Strommarktsimulation, Technologieentwicklung, Erneuerbaren Energien, Übertragungs-, Verteilnetze und Smart-Grid und Energiesystemtechnik gewährleisten.

Für die Bearbeitung der Metastudie in Hinblick auf die in Kapitel 1 formulierte Aufgabenstellung, werden die in Tabelle 2-1 aufgelisteten Arbeitspakete (AP) definiert.

Tabelle 2-1: Übersicht Arbeitspakete

AP	AP-Name
1	Speicherbedarf
2.1	Technisches Ausbaupotenzial
2.2	Realisierbares / erwartbares technologiespezifisches Ausbaupotenzial
3	Investitionskosten
4.1	Erlöspotenziale von Stromspeichern
4.2	Einfluss von Stromspeichern auf den Markt
5.1	Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern
5.2	Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen
6	Einsatz Power-to-Gas
7	Speicher im Strommarkt

2.2 Methodik

2.2.1 Schritt 1 nach Cooper »Formulierung der Fragestellung«

Im ersten Schritt (»Formulierung der Fragestellung«) werden für jedes Arbeitspaket eine oder mehrere untersuchungsleitende Fragestellungen formuliert, die das Unterziel der Metastudie in diesem Arbeitspaket beschreiben. Ziel der Fragestellungen ist eine Konkretisierung und Spezifizierung der Aufgabenstellung bzw. des Ziels und zugleich die Schaffung einer Grundlage, um die zu recherchierende Literatur screenen und bewerten zu können.

Die in dieser Metastudie aufgestellten untersuchungsleitenden Fragestellungen werden in Tabelle 2-2 zusammengefasst:

Tabelle 2-2: Übersicht arbeitspaketspezifische Fragestellungen

AP	Fragestellung
1	- Wie hoch ist der kurz-, mittel- und langfristige Energieausgleichsbedarf im deutschen Marktgebiet in Abhängigkeit vom Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Rahmenbedingungen und mit welchen Technologien wird dieser Bedarf gedeckt? - Unter welchen Randbedingungen (z.B. EE-Ausbau, Netzausbau) entstehen Überschüsse der EE-Stromerzeugung in Deutschland und in welcher Menge fallen sie an? - Entsteht ein Speicherbedarf auf Verteilnetzebene?
2.1	- Wie hoch ist das örtlich ausgewiesene (wirtschaftliche) Potenzial in Leistung und Energie für großskalige Speichertechniken, die entweder auf eine Kaverne bzw. ein Aquifer (Druckluft, Wasserstoff) oder auf Höhenunterschiede (Pumpspeicher) angewiesen sind? - Welche Restriktionen werden für das Potenzial von PtG-Techniken benannt und wie hoch sind ggf. die ausgewiesenen Potenziale?
2.2	Wie groß ist das kurz-, mittel- und langfristig realisierbare / erwartbare Speicherezubaupotenzial aus Sicht der Marktakteure?
3	- Wie groß ist der Investitionsbedarf für Speicher in Deutschland? - Wie sehen die heutigen Investitionskosten technologie- und anwendungsspezifisch für Speicher- und Konversionskapazitäten sowie weiterer Flexibilitätsoptionen aus? - Wie sehen die prognostizierten Preissenkungspotenziale aus? - Welche Prognosen zum künftigen Investitionsbedarf für neue Speicher in Deutschland existieren?
4.1	Welche Deckungsbeiträge können durch Speicher aktuell bzw. zukünftig in den verschiedenen Speicheranwendungen/Märkten erzielt werden?
4.2	Welche Rückkopplungen auf den Markt entstehen durch den Zubau und Betrieb von Speichern?
5.1	Welche Kombinationen aus Speicheranwendung und Speichertechnologie sind wirtschaftlich?
5.2	Wie verhält sich die Wirtschaftlichkeit von Speichern im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen?
6	- Welche Menge an PtG-Erzeugung wird erwartet und wie stellt sich die Nachfrage nach erneuerbaren chemischen Energieträgern (Wasserstoff/Methan über Elektrolyse) in den verschiedenen Nutzungspfaden dar? - Wie stellt sich speziell die Elektrolyse zur Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff gegenüber der konventionellen Erdgasreformierung auf der Zeitachse wirtschaftlich dar? - Welches Erlöspotenzial wird für das Speichergas in den verschiedenen Nutzungspfaden dargestellt?
7	- Welche Anpassungsvorschläge im Marktdesign gibt es, um Speichern faire Wettbewerbskondition im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen zu ermöglichen? - Welche bestehenden Hemmnisse sollten abgebaut werden, um das Erlöspotenzial von Speichern zu erschließen?

Die einzelnen arbeitspaketspezifischen Fragestellungen werden im Folgenden zu Beginn der jeweiligen Arbeitspaketbeschreibung nochmals aufgenommen. Das Ergebnis des ersten Schrittes ist eine Beschreibung der Aufgabenstellung durch mehrere detaillierte Teilfragestellungen, die sowohl dazu dienen, auf den richtigen Schwerpunkt zu fokussieren als auch eher randständige Themen auszu-schließen.

2.2.2 Schritt 2 nach Cooper »Systematische Literaturrecherche«

Die systematische Literaturrecherche des zweiten Schritts erfolgte anhand der untersuchungsleitenden Fragen jeweils speziell für jedes Arbeitspaket. Ziel hierbei ist es, eine möglichst umfassende und vollständige Literatursammlung zu bekommen, die Relevanz bezüglich des Themas/der Fragestellung aufweist. Offensichtlich nicht relevante Literatur – bspw. zum Energieausgleichsbedarf in Australien – wird im Vorhinein ausgeschlossen. Es erfolgt aber in diesem Schritt keine qualitative Bewertung, die erst im Schritt 4 erfolgen wird, sondern ausschließlich eine erste Prüfung, ob die Literatur zu der Fragestellung etwas aussagen kann.

Die Recherche selber erfolgt auf mehreren Wegen. Zum einen wird das vorhandene Wissen der Bearbeiter erschlossen und sämtliche bekannte, relevante Literatur zusammengestellt; aufgrund von Vorerfahrungen und Vorarbeiten zählt hierzu auch ein Großteil sog. »grauer« Literatur, d.h. nur partiell veröffentlichter Berichte, Unterlagen von Industrieunternehmen, Konferenzen etc. Parallel dazu erfolgt eine Recherche über das Internet und in speziellen Literaturdatenbanken (SciFinder, Google scholar, Opac der Deutschen Nationalbibliothek, etc.). Ergänzt wird diese Sammlung durch die Liste des BMWi/AG Energiespeicher (Hr. Dr. Thamm). In einem Vertiefungsschritt wird die gesamte bisher ermittelte Literatur hinsichtlich Querverweisen und Quellen gescreent, die eine Relevanz bzgl. der Fragestellungen aufweisen; diese zusätzlichen Literaturstellen werden ebenso der Literaturliste hinzugefügt. Da bezüglich fast aller Fragestellungen das Zielland Deutschland ist, werden vorrangig deutsche und europäische Quellen erschlossen; Ausnahmen sind jedoch ausdrücklich im Bereich der Kosten und Technologien zu machen, da diese von internationalen Playern dominiert werden, die zu einem großen Teil in Nordamerika und Südostasien beheimatet sind. Das Ergebnis des zweiten Schritts ist eine umfassende Literaturliste, die grundsätzlich geeignet ist bzw. sein kann, die o.g. untersuchungsleitenden Fragen zu beantworten.

2.2.3 Schritt 3 nach Cooper »Zusammentragen und Aufbereiten der Informationen«

Im dritten Schritt wird die gesamte erfasste Literatur inhaltlich aufbereitet in Form von Literatur-Steckbriefen (Details hierzu siehe Kapitel 2.3). Im Steckbrief wird die Quelle bibliographisch erfasst (CITAVI Datenbank), verschlagwortet und mit einer Kurzfassung versehen. Zugleich erfolgt eine Einordnung, zu welchem der Arbeitspakete diese Literatur passt; dies muss mindestens eine, können aber auch mehrere sein.

2.2.4 Schritt 4 nach Cooper »Qualitätsbewertung der herangezogenen Studien«

Die Qualitätsbewertung in Schritt 4 dient der Vermeidung des Problems »garbage-in-garbage-out« und erfolgt ebenfalls in den Literatur-Steckbriefen (vgl. Kapitel 2.3). Hierbei werden die Eignung bezüglich der Fragestellung, die Transparenz der zugrundeliegenden Annahmen und die klare Beschreibung des

Szenarios herangezogen. Hierbei sind jeweils minimale Eignungen definiert (Threshold); diese können jedoch nicht für alle Arbeitspakete auf dem gleichen Qualitätsniveau festgelegt werden – auch wenn dies wünschenswert wäre. Der Grund hierfür ist, dass es zu einigen Fragen eine große Zahl sehr hochwertiger, transparenter und umfassender Studien gibt (bspw. Energieausgleichsbedarf), zu anderen Fragestellungen (bspw. erwartbares Ausbaupotenzial) vergleichsweise wenige, eher rudimentäre Studien existieren, so dass, bei gleicher qualitativer Anforderungen, zu einigen Fragestellungen sonst keine Literatur auszuwerten wäre. Hier müssen die Anforderungen an die Literatur limitiert werden, dies wird in jedem Einzelfall jedoch klar dokumentiert. So kann auch hier ein Ergebnis in der Metastudie erzielt werden, dieses ist jedoch mit einer größeren Unsicherheit behaftet. Das Ergebnis der Schritte 3 und 4 ist eine vollständige und bewertete Liste aller relevanten Literatur, die in CITAVI eingepflegt, durch Steckbriefe beschrieben, charakterisiert, Themen zugeordnet und bezüglich der Eignung für die o.g. Fragestellungen bewertet ist.

2.2.5 Schritt 5 nach Cooper »Befundintegration und Heterogenitätsanalyse«

Im fünften Schritt werden die Annahmen geclustert, d.h. jeweils gleiche bzw. ähnliche oder vergleichbare Annahmen werden zu einem »Pfad« zusammengefasst. Annahmen, die keine oder nur sehr eingeschränkte Vergleichbarkeit ermöglichen würden, werden getrennten Pfaden zugeordnet. Ziel hierbei ist es, innerhalb eines zu definierenden »Pfades« zu einer Befundintegration zu gelangen bzw. die Unterschiede in den Annahmen in der Heterogenitätsanalyse transparent darzustellen. Die Befundintegration ist hierbei der entscheidende Baustein, da in den meisten Fällen nur ähnliche, nicht jedoch gleiche Annahmen zugrunde gelegt wurden. Zur Vermeidung des »apples-to-oranges«-Problems müssen die Ergebnisse aufbereitet werden, bspw. in einem einfachen Falle dadurch, dass der Energieausgleichsbedarf nicht über die Jahreszahlen sondern über den Anteil der erneuerbaren Energien aufgetragen wird. Dadurch können unterschiedliche Ausbauszenarien zurück auf einen »Pfad« geführt werden. Es muss jedoch beachtet werden, dass jede dieser »Umrechnungen« gewisse Ungenauigkeiten ergibt, in diesem Beispiel würde vernachlässigt, dass vermutlich der konventionelle Kraftwerkspark für die Reststromabdeckung in den verschiedenen Szenarien unterschiedlich sein wird. Diese Abweichungen sollten im Regelfall geringfügig sein und sind praktisch unvermeidlich, um mehrere Studienergebnisse in einem Pfad integrieren zu können. Wenn im Einzelfall größere Anpassungen bei den Annahmen nötig werden und damit die Vergleichbarkeit leidet, wird dies entweder explizit erwähnt oder aber die Studie einem anderen Pfad zugeordnet. Studien, die sich keinem Pfad zuordnen lassen, werden entweder – bei hoher Eignung bzw. wichtigem Szenario – einzeln diskutiert, oder aber mit einem kurzen Kommentar aus der Befundintegration mangels Integrierbarkeit ausgeschlossen. Zudem wird darauf geachtet, ob Studien gleiche Basisuntersuchungen haben bzw. auf gleichen Basisstudien beruhen, da ansonsten eine Häufung und evtl. damit höhere Gewichtung der Ergebnisse einhergehen würde (Vermeidung des »file drawer« Problems). Das Ergebnis des fünften Schritts, ist eine Pfaddefinition mit mehreren Pfaden, sowie eine Zuordnung der einzelnen Studien zu diesen Pfaden – sofern möglich – sowie die Integration der Ergebnisse in die jeweiligen Pfade zwecks Vergleichbarkeit.

2.2.6 Schritt 6 nach Cooper »Interpretation der Ergebnisse in Bezug auf die Fragestellung«

Im sechsten Schritt werden die Ergebnisse pfadspezifisch und bezogen auf die jeweilige im ersten Schritt definierte Fragestellung interpretiert. Ziel ist das Herausarbeiten von allgemein für den jeweiligen Pfad gültigen Erkenntnissen sowie eine Aussage über die Generalisierbarkeit bzw. Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Pfade. Der Vergleich verschiedener Studien mit unterschiedlichen methodischen Ansätzen innerhalb eines Pfades erlaubt zudem eine Identifizierung von möglichen Forschungslücken sowie Widersprüchen.

2.2.7 Schritt 7 nach Cooper »Aufbereitung und Präsentation der Ergebnisse«

Abschließend werden die Einzelergebnisse in Schritt sieben (»Aufbereitung und Präsentation der Ergebnisse«) zusammenfassend beschrieben bzw. dargestellt und eine abschließende Gesamtbewertung bzw. Fazit gezogen.

2.3 Literatursteckbriefe

Wie im vorangegangenen Kapitel erläutert, werden die bibliographisch erfassten Literaturstellen in Schritt 3 der Methodik nach Cooper inhaltlich aufbereitet. Dazu wird für jede Literaturstelle ein Steckbrief erstellt, auf dessen Basis die Eignung einer Quelle für die Gesamtstudie bzw. für einzelne Arbeitspakete bewertet werden kann. Abbildung 2-2 zeigt den Blankosteckbrief.

Kurzbezeichnung	
Institution/Verfasser	
Auftraggeber	
Jahr der Veröffentlichung	
Vollständige Literaturangabe	
Typ der Quelle ¹	☐ Primärquelle ☐ Sekundärquelle ☐ Tertiärquelle
Typ der Literatur ²	☐ Primärliteratur ☐ Sekundärliteratur ☐ Graue Literatur
Kurzzinhalte	a. Ziel/Motivation der Studie? b. Hauptaussagen in Bezug auf AP-spezifische Fragestellungen (AP-spezifische Fragestellungen als Überschrift nutzen)
Qualität der Quelle ³ (allgemein)	a. Fokus auf Deutschland ⁴ : ☐ Ja ☐ Teilweise (explizit) ☐ Teilweise (implizit) ☐ Nein b. Transparenz Methodik ⁵ : ☐ Umfassend ☐ Gut ☐ Grob ☐ Nicht vorhanden c. Transparenz Annahmen ⁶ : ☐ Gut ☐ Grob ☐ Nicht vorhanden
Pfad der Quelle ⁷	☐ Pfad 1 ☐ Pfad 2 ☐ Pfad 3 ☐ Pfad 4
Relevante Annahmen / betrachtete Szenarien	
Ergebnisse	

Abbildung 2-2: Steckbrief

Zur besseren Übersicht sind die einzelnen Einträge und die jeweiligen Erklärungen bzw. Begründungen zur Qualitätsbewertung (Schritt 4 nach Cooper) in Tabelle 2-3 dargestellt.

Tabelle 2-3: Beschreibung Steckbrief

Angabe	Beschreibung	Begründung
Kurzbezeichnung	frei wählbar; Kurztitel der Studie/Name des Dokuments	
Institution/Verfasser	bei mehreren Institutionen/Verfassern alle angeben	
Auftraggeber	bspw. Ministerium/Firma etc.	Ggf. Rückschlüsse auf Motivation möglich
Jahr d. Veröffentlichung	Jahreszahl	Aktualität
Vollständige Literaturangabe	Titel, Zeitschrift, etc.	
Typ der Quelle	Einteilung der Quelle nach Ursprung	Rückschluss auf Originalität der Quelle und damit ggf. auf Qualität möglich
Typ der Literatur	Einteilung der Quellen nach Art der Veröffentlichung (vgl. Abbildung 2-3)	
Kurzzusammenfassung	Kurzzusammenfassung des Inhalts; Zu welchem Zweck wurde die Studie erstellt? Was sind die Kernaussagen? a. Ziel/Motivation der Studie? b. Hauptaussagen in Bezug auf AP-spezifische Fragestellung (Zuvor definierte Leitfragen in Steckbrief, bspw. als Überschrift, übernehmen)	
Qualität der Quelle	Qualität der Quelle ist in diesem Zusammenhang allgemein als Eignung in Bezug auf die übergeordneten sowie AP-spezifischen Fragestellungen zu verstehen a. Fokus auf Deutschland Ja: Systemgrenze der Studie ist Deutschland Teilweise (explizit): Deutschland liegt im Betrachtungsrahmen (bspw. Westeuropa) und lässt sich als Einzelwert betrachten Teilweise (implizit): Deutschland liegt im Betrachtungsrahmen, lässt sich jedoch nicht als Einzelwert betrachten Nein: Deutschland ist nicht betrachtet	Der Betrachtungsraum der Metastudie ist Deutschland (inkl. Koppelstellen) Ausschluss der Quelle, wenn Antwort »Teilweise (implizit)« oder »Nein«
	b. Transparenz der Methodik Umfassend: mathematisch nachvollziehbare Beschreibung Gut: Funktionsweise der Methodik ist nachvollziehbar/ausführlich beschrieben Grob: Grundmethodik ist erkennbar Nicht vorhanden: keine Methodik beschrieben oder erkennbar	Relevant für die Vergleichbarkeit verschiedener Studien (Befundintegration); bspw. gleiche Methodik andere Annahmen. Ausschluss der Quelle, wenn Antwort »Nicht vorhanden« -> Beurteilung der Vergleichbarkeit zur Befundintegration (Schritt 4) nicht möglich
	c. Transparenz der Annahmen Gut: kleinere Lücken Grob: größere Lücken Nicht vorhanden: Annahmen nicht beschrieben/erkennbar	Relevant für die Vergleichbarkeit verschiedener Studien (Befundintegration); bspw. gleiche Methodik andere Annahmen. Ausschluss der Quelle, wenn Antwort »Grob« oder »Nicht vorhanden« -> Beurteilung der Vergleichbarkeit zur Befundintegration (Schritt 4) nicht möglich
Pfad der Quelle	Definition der Pfade erfolgt nach Auswertung mehrerer Quellen (Befundintegration; bspw. 100% EE in 2030). Die Pfade 1-4 entsprechen den sich aus den Studien ergebenden Hauptpfaden.	
Relevante Annahmen/ Betrachtete Szenarien	Je nachdem für welches AP die Quelle verwendet wird, sind entsprechende relevante Fragen zu beantworten. Nicht alle Fragen sind für jedes AP relevant; ebenso können weitere Fragen wenn sinnvoll ergänzt werden.	
Ergebnisse	Dokumentation der wesentlichen Ergebnisse, v.a. Grafiken und Tabellen.	

2.4 Literatúrauswertung

Entsprechend der Steckbriefe werden die Studien wie folgt nach unterschiedlichen Literaturtypen klassifiziert (siehe Abbildung 2-3). Die Klassifizierung soll dabei unterstützen, die Relevanz einer Studie zu beurteilen bzw. die systematische Literaturrecherche (Schritt 2 nach Cooper) zielgerichtet zu betreiben. Dabei gibt es zwei Unterscheidungskriterien:

- Art der Veröffentlichung (Orientierung an [Karmasin 1999] und [Scholz 2001])
 - Primärliteratur: verfügt über eindeutige Nummerierung nach ISBN, ISSN, DOI o.Ä. Damit ist die öffentliche Verfügbarkeit bspw. per Bezug über Bibliotheken sichergestellt.
 - Sekundärliteratur: ist teilweise öffentlich verfügbar, aber der Bezug über Bibliotheken ist nicht sichergestellt.
 - Graue Literatur: Bezug ist ausschließlich über herausgebende Institution möglich, nicht über Bibliotheken.
- Inhaltliche Tiefe bzw. Umfang der Literatur
 - A: vollständige Abhandlung einer zugrunde liegenden Fragestellung, ausführliche Darstellung der behandelten Thematik in schriftlicher Form unter Einbeziehung von Graphiken, Tabellen und Schaubildern.
 - B: Partielle, verkürzte oder zusammenfassende Darstellung einer zugrunde liegenden Fragestellung, unvollständige Erläuterungen in begrenztem Umfang.
 - C: Knapp bemessene Darstellung eines Sachverhaltes im Sinne populärwissenschaftlicher Literatur, keine oder nur dürftige schriftliche Erläuterung.

Dabei können die in einer Zeile eingeordneten Begriffe als zusammengehörig betrachtet werden.

		...nach inhaltlicher Tiefe bzw. Umfang der Literatur		
		A	B	C
...nach Art der Veröffentlichung	Primärliteratur	Monographie	Beitrag in Sammelbänden	Abstract
		Artikel im Fachjournal* (≥ 7 S.)	Artikel im Fachjournal* (< 7 S.)	
		Dissertation		
		Normen	Erläuterungen	
		Gesetze	Verordnungen, Gesetzeskommentare	Auszüge, Zusammenfassungen von Gesetzen
		Patente		
	Sekundärliteratur		Konferenzbeitrag-Langfassung	Konferenzbeitrag-Kurzfassung, -Präsentation
			Zeitschriftenartikel** (≥ 7 S.)	Zeitschriftenartikel** (< 7 S.)
		Forschungsstudie	Zwischenbericht	Projekthomepage
				Zeitungsartikel**
	Graue Literatur	Diplomarbeiten		
		Vorlesungs-Skripte		
			Firmenschriften	
				Firmenbroschüren
				Pressemitteilungen

Abbildung 2-3: Klassifizierung Literaturtypen

3 Ergebnisse

Kapitel 3 beinhaltet die Ergebnisse für alle definierten Arbeitspakete (vgl. Kapitel 2.1). Innerhalb von jedem Arbeitspaket werden die in Kapitel 2.2 erläuterten methodischen Schritte nach Cooper angewandt und dokumentiert. Tabelle 3-1 zeigt die Zuordnung der Kapitelnummern zu den entsprechenden Schritten nach Cooper in der Langfassung der Studie.

Tabelle 3-1: Zuordnung der Schritte nach Cooper in der Langfassung

Schritt nach Cooper		Kapitel
1	Formulierung der Fragestellung	3.x.1
5	Systematische Literaturrecherche	3.x.2
3	Zusammentragen und Aufbereiten der Informationen	3.x.3
4	Qualitätsbewertung der herangezogenen Studien	3.x.3
5	Befundintegration und Heterogenitätsanalyse	3.x.4
6	Interpretation der Ergebnisse in Bezug auf die Fragestellung	3.x.5
7	Aufbereitung und Präsentation der Ergebnisse	3.x.6 und 3.x.7

Die vorliegende Kurzfassung der Studie konzentriert sich dabei auf die Schritte 1, 5 und 7 nach Cooper (vgl. Tabelle 3-2).

Tabelle 3-2: Zuordnung der Schritte nach Cooper in der Kurzfassung

Schritt nach Cooper		Kapitel
1	Formulierung der Fragestellung	3.x.1
5	Befundintegration und Heterogenitätsanalyse	3.x.2
7	Aufbereitung und Präsentation der Ergebnisse	3.x.3 und 3.x.4

3.1 AP 1 »Speicherbedarf«

3.1.1 Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n:

Im ersten Arbeitspaket wird der Frage nachgegangen, inwieweit Speicherbedarf im Stromversorgungssystem durch die Erhöhung der volatilen Erzeugung aus Wind- und Solarenergie entsteht. Eine These ist, dass Erzeugungskapazitäten benötigt werden, die sowohl stillzulegende konventionelle Kraftwerke ersetzen als auch mit hoher Flexibilität volatile Wind- und Solarenergie zur Lastdeckung ergänzen. Eine zweite These ist, dass signifikante Überschüsse aus der Stromerzeugung mit Wind- und Solarenergie anfallen, die gespeichert anstatt abgeregelt werden sollen, um sie in das System zu integrieren. Diese zwei Argumentationslinien werden in der folgenden Auswertung verfolgt.

Unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten steht der Bau neuer Speicher in Konkurrenz zu alternativen Techniken, die eine Flexibilisierung des Angebots oder der Nachfrage zur Integration hoher Wind- und Solarenergieanteile bewirken. Die Nutzung von Speichern, Maßnahmen zur Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage sowie die Transportmöglichkeiten im Übertragungsnetz werden in Studien zur möglichen Entwicklung des zukünftigen Stromversorgungssystems behandelt. Vor diesem Hintergrund wird der Speicherbedarf im Folgenden hinsichtlich folgender Leitfragen untersucht:



- Wie hoch ist der kurz-, mittel- und langfristige Energieausgleichsbedarf im deutschen Marktgebiet in Abhängigkeit vom Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Rahmenbedingungen und mit welchen Technologien wird dieser Bedarf gedeckt?
- Unter welchen Randbedingungen (z.B. EE-Ausbau, Netzausbau) entstehen Überschüsse der EE-Stromerzeugung in Deutschland und in welcher Menge fallen sie an?
- Entsteht ein Speicherbedarf auf Verteilnetzebene?

3.1.2 Clusterung

Eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse aus den Studien soll im Folgenden hergestellt werden. Die Studien werden mit sehr unterschiedlichen Rahmenbedingungen erarbeitet, die im Grunde Annahmen zum übergeordneten politischen Rahmen stellen. Dieser übergeordnete Rahmen bildet die deutsche und europapolitische Strategie mit der die Entwicklung des Stromversorgungssystems in Zukunft gesehen wird und teilweise auch kritisch hinterfragt wird, wie z.B. in [dena und IAEW 2012].

Ein Cluster (Pfad 1) bildet sich um Studien, die von einem optimalen Ausbau von Kraftwerken, erneuerbaren Energien, Stromnetzen und Speichern mit einer europaweit weitestgehend uneingeschränkten Verteilung der Kapazitäten ausgehen. Dabei ist das Ziel ein kostenminimaler Ausbau der Netz- und Erzeugungsinfrastruktur und damit eine optimale Nutzung der Ressourcen. Dazu wird Europa zumeist in Regionen abgebildet, die über unterschiedliche Erzeugungs- und Speicherpotenziale mit entsprechend anzusetzenden Kosten verfügen.

Ein weiteres Cluster (Pfad 2) bildet sich um Studien, die eine europaweit kosteneffiziente Nutzung von Kraftwerken und Übertragungsnetzen abbilden. Die Kraftwerkskapazitäten sind dabei meist blockscharf abgebildet und in einem

Marktgebiet oder netzknotenscharf im Übertragungsnetze allokiert. Neue Kraftwerkskapazitäten werden entweder exogen im Kraftwerksmodell definiert oder sind Ergebnis eines Modell-endogenen Zubaus. Beim Modell-endogenen Zubau wird im Unterschied zu den Studien in Pfad 1 vorausgesetzt, dass ausreichend Kapazitäten mit Standort in Deutschland zur Deckung der Spitzenlast verfügbar sein müssen. Hinsichtlich möglicher Überschüsse werden die Studien in Pfad 2 nochmals unterschieden. Pfad 2a umfasst Studien, die ein rechtzeitig und ausreichend ausgebautes Stromnetz gemäß Planung annehmen oder keine Engpässe im deutschen Marktgebiet abbilden (Kupferplatte innerhalb Deutschlands). Studien, die Szenarien mit einem Netzausbau mit deutlichen Verzögerungen abbilden, werden in Pfad 2b aufgezählt. Der ausreichende Netzausbau wird insbesondere in jüngeren Studien durch die rechtzeitige Umsetzung der Maßnahmen nach dem Netzentwicklungsplan (NEP) und des Ten Year Network Development Plan (TYNDP) beschrieben. Der verzögerte Netzausbau wird in manchen Studien mit der Umsetzung der Maßnahmen nach EnLAG bis 2020 beschrieben, aber keine Umsetzung von Maßnahmen über EnLAG hinaus. Andere Studien, die allein die Umsetzung von EnLAG berücksichtigen, können somit mit verzögertem Netzausbau verglichen werden.

Das letzte Cluster (Pfad 3) an Studien beschäftigt sich vorwiegend mit der Frage, ob eine Energieversorgung auf Basis hoher Anteile erneuerbarer Energien in Deutschland gelöst werden kann. Eine Abbildung der Stromnetze sowie des Verbrauchs und der Stromerzeugung im europäischen Ausland findet nicht statt. Importe und Exporte werden eingeschränkt oder nur im Austausch mit gezielt abgebildeten (Speicher-)Kapazitäten im Ausland zugelassen. Der Stromverbrauch und die sonstige Stromerzeugung im Ausland bleiben dabei unberücksichtigt.

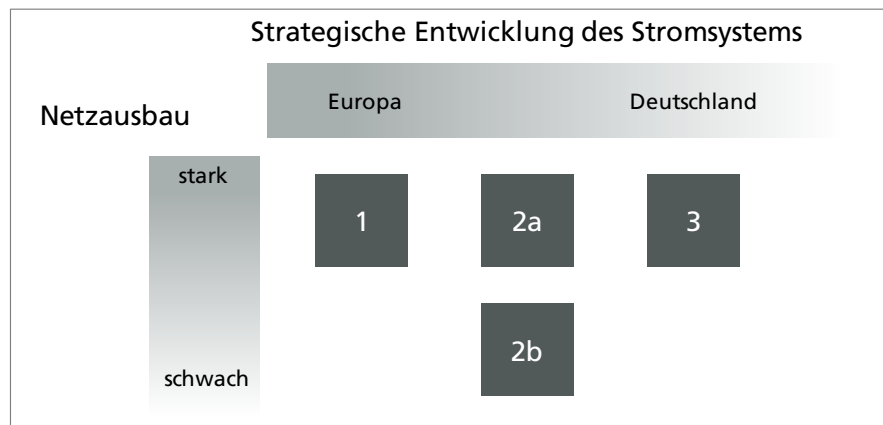


Abbildung 3-1: Clusterdefinition für Studien zum zukünftigen Stromversorgungssystem

Der Zeithorizont der Studien erstreckt sich bis 2050. Ein Schwerpunkt bildet sich um Studien, die Szenarien rund um das Jahr 2020 (2020 - 2023) abdecken. Eine weitere Konzentration bildet sich um das Jahr 2030 (2030 - 2033), das in den Studien mit einem sehr hohen Anteil an erneuerbaren Energien in der Stromversorgung betrachtet wird. Das Jahr 2050 steht im Zentrum der Analysen von Stromversorgungssystemen mit (nahezu) vollständiger Versorgung aus erneuerbaren Energien mit einem Anteil zwischen 80 % und 100 %.

Tabelle 3-3: Zuordnung der Studien zu den oben genannten Clustern

	2020er-Studien	2030er-Studien	2050er-Studien
1	[Fraunhofer ISI 2011]	[Fraunhofer ISI 2011]	[Schabram et al. 2013], [SRU 2011], [Fraunhofer ISI 2011], [dena und IAEW 2012], [Bussar et al. 2014], [Droste-Franke 2012], [Czisch 2005], [EWI und energynautics 2011], [Fraunhofer IWES, et al. 2014], [Pleßmann, et al. 2014]
2a	[CONSENTEC und Fraunhofer IWES 2013], [BET 2011], [EWI et al. 2011], [EWI 2012], [EWI 2013], [IER et al. 2010], [Prognos 2011], [50Hertz Transmission GmbH et al. 2013], [Prognos et al. 2010], [DLR und IfnE 2009], [DLR, et al. 2012], [CONSENTEC und IAEW 2011], [EWI und energynautics 2011], [dena und IAEW 2012], [Agora 2014], [Fraunhofer IWES, IAEW, SUER 2014], [EWI und EEFA 2008], [IAEW 2013], [Frontier economics und swissQuant 2013]	[CONSENTEC und Fraunhofer IWES 2013], [BET 2011], [EWI et al. 2011], [EWI 2012], [IER 2010], [IER et al. 2010], [Prognos 2011], [50Hertz Transmission GmbH et al. 2013], [Prognos et al. 2010], [DLR, et al. 2012], [CONSENTEC und IAEW 2011], [EWI und energynautics 2011], [dena und IAEW 2012], [Agora 2014], [Fraunhofer IWES, et al. 2014], [EWI und EEFA 2008], [IAEW 2013], [Frontier economics und swissQuant 2013]	[Prognos AG et al. 2010], [DLR, et al. 2012], [Jentsch et al. 2014], [EWI und energynautics 2011], [ZSW 2014], [Frontier Economics und swissQuant 2013]
2b	[CONSENTEC und IWES 2013], [EWI 2013], [CONSENTEC und r2b energy consulting 2010], [EWI und energynautics 2011]	[CONSENTEC und IWES 2013], [EWI und energynautics 2011], [Fraunhofer IWES, et al. 2014]	[EWI und energynautics 2011]
3	[ETG 2012], [Fraunhofer UMSICHT und Fraunhofer IOSB/AST 2013], [TAB 2012], [Genoese und Genoese 2014], [Planet GbR, et al. 2014]	[Fraunhofer UMSICHT und Fraunhofer IOSB/AST 2013], [TAB 2012], [Genoese und Genoese 2014], [Planet GbR, et al. 2014]	[ETG 2012], [UBA 2010], [SRU 2011], [Fraunhofer UMSICHT und Fraunhofer IOSB/AST 2013], [Fraunhofer ISE 2012]

Die Verweise auf die betrachteten Studien, die mit Simulationsrechnungen Szenarien der zukünftigen Stromversorgung untersuchen, sind in den entsprechend definierten Clustern eingetragen (vgl. Tabelle 3-3). Viele Studien untersuchen Szenarien aus mehreren Clustern, z.B. zum direkten Vergleich eines gut ausgebauten Stromnetzes mit Verzögerungen im Netzausbau. Manche Studien bewegen sich mit ihrer Szenariendefinition in einem Grenzgebiet, das keine eindeutige Zuordnung zulässt. Sie wurden trotzdem einer möglichst naheliegenden Definition zugeordnet, da auch ihre Ergebnisse in den folgenden Auswertungen berücksichtigt werden sollen. Die meisten Studien konnten nicht hinsichtlich aller untersuchten Größen und der angestrebten Vertiefung berücksichtigt werden, da entsprechende Angaben aufgrund anderer Zielrichtung nicht enthalten waren. Eine Vergleichbarkeit wurde weitestgehend hergestellt, mit Angaben, die in möglichst vielen Studien enthalten sind und der Zielstellung des Arbeitspakets entsprechen. Des Weiteren wurden aus den Studien nur Szenarien ausgewertet, die im Einklang des aktuellen regulatorischen Rahmens von einem Ausstieg aus der Atomenergie ausgehen. Laufzeitverlängerungen wurden nicht berücksichtigt. Von einem zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien wird in allen Studien ausgegangen, die im Rahmen der Literaturrecherche gefunden wurden. Es wurden 26 Studien mit Bezug auf das Stromversorgungssystem ausgewertet, die relevante Informationen enthielten. Insbesondere 2050er-Studien aus Pfad 1, die eine kostenoptimale Versorgungsinfrastruktur in Europa ohne Anforderungen an Min-

destkapazitäten in den einzelnen Hoheitsgebieten berechnen, enthalten oft Ergebnisse, die für eine Auswertung nicht mehr ausreichend lesbar dargestellt sind.

3.1.3 Zusammenfassung

Aus den Studien zum zukünftigen Stromversorgungssystem wurde mit großer Mehrheit ein Bedarf an zusätzlicher elektrischer Kapazität zur Lastdeckung festgestellt. Es handelt sich dabei zum großen Teil um Spitzenlastkraftwerke wie Gasturbinen, GuD-Kraftwerke und Pumpspeicherwerke, die teilweise schon bis 2020 und darüber hinaus bis 2030 am Strommarkt verfügbar sein sollten. Die gesamte Höhe und die Verteilung des Bedarfs auf die Kraftwerkstechniken unterscheiden sich deutlich in den verschiedenen Studien.

Das ist unserer Einschätzung nach auf die vielen unterschiedlichen Bedingungen und Annahmen für die Szenarien zurückzuführen, die bei der Simulation des zukünftigen Stromversorgungssystems berücksichtigt werden. Unterschiedliche Modelle und Szenarien mit vielen möglichen Varianten führen zu einem entsprechend heterogenem Ergebnis. DSM und flexible Biogas- und KWK-Anlagen werden erst in jüngeren Studien konsequenter berücksichtigt. Des Weiteren hat die Berücksichtigung bzw. Voraussetzung von must-run-Kapazitäten einen deutlichen Einfluss auf das Ergebnis.

Die Ergebnisse der Studien und Szenarien wurden bezüglich eines rechtzeitigen oder verzögerten Netzausbaus und bezüglich eines weitgehend innerdeutschen oder europäischen Energieausgleichs mit den entsprechenden Kuppelkapazitäten eingeordnet. Mit Blick auf Europa ist häufig die teilweise auch umstrittene Nebenbedingung anzutreffen, dass die Spitzenlast in Deutschland durch ausreichend Kraftwerkskapazität mit Standort in Deutschland gedeckt werden soll. Der Bedarf an Spitzenlastkapazitäten wird zur Deckung der Last im deutschen Strommarkt bzw. zur deutschen Spitzenlast benötigt und unterscheidet sich damit in den Szenarien um 2020 und 2030 nicht wesentlich in Abhängigkeit vom Netzausbau oder dem betrachteten Bilanzierungsraum um Deutschland herum. In den Studien um 2050 wird auf die Bedingung, die deutsche Spitzenlast mit Kraftwerken in Deutschland zu decken, größtenteils verzichtet wenn das Stromversorgungssystem in Europa betrachtet wird. In dem Fall wird in Ergänzung zu Wind- und Solarenergie eine deutlich reduzierte Kraftwerkskapazität mit Standort in Deutschland benötigt.

Der zukünftige Bedarf an neuer Erzeugungskapazität wurde entweder modellendogen oder durch einen exogen definierten Ersatz von stillgelegten Kraftwerken bestimmt. Damit lässt sich noch nicht notwendigerweise feststellen, ob zusätzliche Kraftwerks- oder Speicherkapazität auch volkswirtschaftlich vorteilhaft ist, ausgenommen unter der Randbedingung, dass eine gewisse Kapazität in einem bestimmten Netz- bzw. Marktgebiet vorhanden sein muss. Einige Studien beschäftigen sich jedoch gezielt mit dieser Frage. Dabei werden wie in [ETG-Task Force Energiespeicherung 2012] exogen Speicherkapazitäten in verschiedener Höhe definiert und rechnerisch einem volkswirtschaftlichen Kostenvergleich unterzogen. Dieser Ansatz findet sich z. B. auch in [Agora 2014] und für die Szenarien 2020 und 2030 in [Fraunhofer IWES et al. 2014b].

Bei der Betrachtung der Überschüsse aus erneuerbaren Energien tritt ein deutlicher Unterschied zwischen den Szenarien mit vollständigem und mit verzögertem Netzausbau auf. Durch Verzögerungen im Netzausbau gegenüber der Pla-

nung im Netzbedarfsplan der Übertragungsnetzbetreiber erhöhen sich die nicht nutzbaren Strommengen, die ansonsten eingespeist werden könnten. Überschüsse im einstelligen TWh-Bereich werden in den 2020er-Studien selbst bei vollständiger Umsetzung der EnLAG-Maßnahmen berechnet. Berechnungen des Stromversorgungssystems unter Berücksichtigung des Netzausbaus finden jedoch meist ohne endogene Berechnung des Kapazitätsbedarfs statt. Inwieweit durch Speicher sowohl dem Spitzenkraftwerksbedarf als auch der Verwertung von Überschüssen entgegengetreten werden kann ist damit eine mögliche Interpretation der Ergebnisse. Es wurde jedoch im Rahmen der 2050er-Studien festgestellt, dass Speicher mit einer Speicherdauer von mehreren Stunden nicht in dem Umfang Überschüsse aufnehmen können wie alternativ zuschaltbare Lasten, z. B. PtH oder PtG.

Allein das Auftreten von Überschüssen ist jedoch noch keine ausreichende Begründung für die Investition in Stromspeicher, wie z. B. die Studie Agora 2014 zeigt. Darin führen Speicher nicht zu gesamtwirtschaftlichen Einsparungen, obwohl im Szenario für 2033 "unflexibel" deutliche Kosten für Abregelungen entstehen. Volkswirtschaftliche Einsparungen werden nur dann erzielt, wenn sich die Investitionskosten für Langzeitspeicher sehr günstig entwickeln und andere, günstigere Optionen wie Netzausbau und flexible Stromerzeugung mit KWK und Biomasse in dem Szenario "unflexibel" nicht ausgeschöpft werden.

Analysen zu Speichereinsatz in Verteilnetzen zeigen, dass die entsprechende Literatur sehr selten auf Ausgleichsenergie und Speicherbedarf abstellt, sondern tendenziell anhand von konkreten Fallstudien bestimmte Betriebsführungen für Speichersysteme analysiert und bewertet. Neben der Speicherbetriebsführung werden auch fallstudienspezifische Speicherdimensionierungen analysiert. Die Betriebsführung ist jedoch eng mit der Wirtschaftlichkeit der Systeme verknüpft. Entsprechend werden in AP 5 (vgl. Kapitel 3.8) fortfolgende Analysen durchgeführt, die die Literatur mit Fokus auf ökonomischem Speichereinsatz auswerten. Dabei wird unter anderem auch der Speichereinsatz als wirtschaftliche Alternative zum konventionellen Netzausbau erörtert.

3.1.4 Fazit

Energieausgleichsbedarf

Der Vergleich und die Auswertung der betrachteten Studien zum Speicherbedarf zeigen eine sehr große Varianz sowohl bezüglich des prognostizierten Bedarfs an Kraftwerkskapazitäten als auch der zugrundeliegenden Annahmen. Dies betrifft beispielsweise unterschiedliche Szenarien der der EE-Erzeugung und des Stromverbrauchs, aber insbesondere auch unterschiedliche Modellansätze und Betrachtungsräume. Die Vielzahl der Abweichungen der zugrundeliegenden Parameter in einer überschaubaren Anzahl von Studien erlaubt nur eine bedingte Befundintegration, so dass bislang folgende Aussagen abgeleitet werden können:

- Eine Mehrheit der Studien stellt einen zusätzlichen Kapazitätsbedarf, insbesondere im Bereich der Spitzenlastkraftwerke, fest. Dieser liegt zwischen 3-30 GW bis 2020/2022 bzw. 13-50 GW bis 2030. Bedingt wird dieser Bedarf durch das Stilllegen von Kraftwerken bei Erreichen der technischen Lebensdauer oder aus wirtschaftlichen Gründen. Der ermittelte Kapazitätsbedarf wird meistens durch Gaskraftwerke (Gasturbinen und GuD) bedient. Dabei werden mögliche Alternativen wie die Flexibili-

tät von Lasten (z.B. Elektromobilität, Wärmepumpen), Biomasse- und KWK-Anlagen sowie Speichern, die derzeit durch das KfW-Programm Einzug in das System erhalten, in vielen Studien nicht betrachtet.

- Der Zubau von Kapazitäten ist sowohl in endogen als auch in exogenen Ansätzen ermittelt worden. Ein systematischer Einfluss von EE-Ausbau, Stromverbrauch, Jahreshöchstlast, Bilanzierungsrahmen (Deutschland bzw. Europa) und Must-run-Kapazität wurde im Rahmen einzelner Studien ermittelt. Eine Vergleichbarkeit über Studiengrenzen hinweg ist auf Grund der oben genannten Einschränkungen nicht gegeben.

Überschüsse

Bezüglich der Heterogenität der Ergebnisse und Annahmen gelten für die prognostizierten Überschüsse ähnliche Einschränkungen wie für den Energieausgleichsbedarf. Im Bereich der Überschüsse existieren zudem kaum Studien, die das Stromversorgungssystem unter Berücksichtigung des Netzausbaus und gleichzeitiger endogener Berechnung des Kapazitätsbedarfs betrachten sowie zum Substitution von Spitzenlastkraftwerken durch Speicher bei verzögertem Netzausbau.

- Insgesamt ist in allen Studien eine deutliche Abhängigkeit der anfallenden Stromüberschüsse von Verzögerungen des Netzausbaus sowie dem EE-Anteil ableitbar. Die Verzögerungen des Netzausbaus können gemäß verschiedener Studien und Szenarien bereits zwischen 2020 und 2022 zu Überschüssen zwischen 2,5 und 15 TWh führen. Für den weiteren EE-Ausbau bis 2030 und 2050 liegen die prognostizierten Überschüsse auch ohne Verzögerungen im Netzausbau zwischen annähernd 0 und 30 TWh (2030) bzw. 70 TWh (2050). In den Szenarien für 2050 entsteht u.a. eine deutliche Abhängigkeit der prognostizierten Überschüsse von den angenommenen Verbräuchen von Elektrolyseuren zur Herstellung von Wasserstoff.

Speicher im Verteilnetz

Zum Energieausgleichsbedarf auf Verteilnetzebene gibt es sehr wenig Literatur. Zumeist erfolgt lediglich eine Analyse verschiedener Anwendungen und Betriebsweisen von Speichern, so dass keine generelle Aussage zum Speicherbedarf auf den verschiedenen Spannungsebenen des Verteilnetzes abgeleitet werden kann.

- Es handelt sich um technische Untersuchungen von Speichern in Verteilnetzen mit wiederkehrenden Anwendungsszenarien (bspw. Spannungsstützung oder Engpassmanagement), die eine ökonomische Bewertung, falls überhaupt vorhanden, nur partiell und fallstudienspezifisch vollziehen, jedoch ohne einen quantifizierbaren Bedarf.

3.2 AP 2.1 »Technisches Ausbaupotential«

3.2.1 Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n



- Wie hoch ist das örtlich ausgewiesene (wirtschaftliche) Potenzial in Leistung und Energie für großskalige Speichertechniken, die entweder auf eine Kaverne bzw. ein Aquifer (Druckluft, Wasserstoff) oder auf Höhenunterschiede (Pumpspeicher) angewiesen sind?
- Welche Restriktionen werden für das Potenzial von PtG-Techniken benannt und wie hoch sind ggf. die ausgewiesenen Potenziale?

Ziel des Arbeitspaketes ist es, aus aktuellen Studien und Veröffentlichungen das regional- und technologiespezifische Speicherpotenzial zu quantifizieren. Dabei stehen Technologien im Vordergrund, welche aufgrund der geologischen Restriktionen absolut oder regional spezifisch ein beschränktes technisches Potenzial aufweisen. Beim technischen Ausbaupotenzial ist insbesondere bei folgenden Technologien auf standortspezifische Potenzialgrenzen zu achten:

- Konventionelle Pumpspeicher
- Neue Pumpspeicher, Bergbau-Untertage (und -Übertage), Pumpspeicher an Talsperren
- Kavernenpotenziale für Druckluft und Wasserstoff,
- Wasserstofftoleranz im Erdgasnetz für Power-to-Gas mittels Wasserstoffeinspeisung
- CO₂-Quellen für Power-to-Gas mittels Methanisierung

Ergebnisse des Arbeitspaketes sind:

- Quantifizierung des Anlagenbestandes von Großspeichern
- Quantifizierung der Ausbaupotenziale der einzelnen Technologien und Identifizierung von Restriktionen
- Räumlich aufgelöste Angaben der möglichen Speicherstandorte differenziert nach Speichertechnologie und Einordnung des Standortes aus Sicht des Übertragungsnetzes

3.2.2 Clusterung

Die Clusterung der Studie ergibt sich thematisch nach den jeweiligen Technologien, welche für die Beantwortung der Leitfragen notwendig sind. Dabei werden konventionelle Pumpspeicher mit den relevantesten neuen Pumpspeichertechnologien (Talsperren, unterirdische Bergwerke) aufgrund der technologischen Vergleichbarkeit zusammen analysiert. Eine Vielzahl weiterer Varianten mit geringer Relevanz wird nicht näher betrachtet (Tagebau, Ringwallspeicher, Haldenstandorte, Meerwasser-Pumpspeicher). Bei PtG ist zwischen Speicher mit Rückverstromung am gleichen Standort (Kavernen) und dem Erdgasnetz zu trennen. Aufgrund der vergleichbaren technischen Potenzial-Restriktionen werden Druckluft- und Wasserstoff-Kavernen zusammen betrachtet. Bei der Netzeinspeisung von PtG ist zwischen Wasserstoff und Methanisierung zu trennen. Da beide Verfahren unterschiedliche technische Potenzial-Restriktionen aufweisen, werden sie separat analysiert. Die Standortbewertung aus Stromnetz-sicht gibt einen Rahmen über alle großtechnischen Speicherpotenziale, welche aufgrund der Potenzial-Restriktionen ortsabhängig sind und deswegen spezifische Vor- oder Nachteile

für das Stromversorgungssystem aufweisen. Die Quellen werden nach den folgenden Pfaden ausgewertet:

1. Konventionelle Pumpspeicher und neue Pumpspeichertechnologien
2. Unterspeicherpotenzial für Druckluft, Wasserstoff und Erdgas
3. Wasserstofftoleranz im Erdgasnetz
4. CO₂-Bezugsquellen für Power-to-Gas

3.2.3 Zusammenfassung

Für die etablierte Pumpspeichertechnologie gibt es eine Vielzahl an konkreten Standorten und geologischen Potenzialen, welche aus genehmigungsrechtlicher Sicht als konfliktarm erscheinen oder welche bereits im Raumordnungsverfahren und/oder Genehmigungsverfahren sind oder wo diese bereits positiv entschieden wurden. Wichtig ist es dabei auch auf den Bestand inkl. Bau von Speichern hinzuweisen. Es bestehen derzeit nur Projekte im Bau, welche noch in einem energiewirtschaftlich günstigeren Umfeld für Speicher entschieden wurden. So waren bis zum Jahr 2008 aufgrund der Preisspreizung zwischen Ölpreis und Gaspreis, des geringen Ausbaus der PV und der hohen Stromnachfrage im europäischen Verbund noch hohe Peakpreise an der Strombörse und ein hoher Preisspread zwischen Peak- und Offpeak-Zeiten festzustellen. In Anbetracht dieser Entwicklung wurden Projekte wie die Erweiterung Vianden (Lux), Reißbeck II (Öst.) und 3 Projekte in der Schweiz (Linthal, Nant de Drance, Veytaux) entschieden. In Deutschland bestehen derzeit eine gesamte installierte Pumpspeicherturbinenleistung von 6,4 GW sowie eine nutzbare Speicherkapazität von 39 GWh (bezogen auf die Turbinenleistung). Unter Berücksichtigung der Einbindung Österreichs und Vianden (Luxemburg) in den deutschen Strommarkt, und unter Berücksichtigung weiterer Restriktionen beläuft sich der verfügbare Bestand und Bau von Pumpspeichern auf 11,4 GW für den deutschen Strommarkt und 8,9 GW für den deutschen Regelleistungsmarkt. Die Summe an konkreten Pumpspeicherprojekten und Machbarkeitsstudien inkl. der möglichen Nutzung von Talsperren oder unterirdischen Bergwerken beläuft sich auf das 5,8-fache des derzeitigen Anlagenbestandes in Deutschland. Sie umfasst auch mögliche Standorte, welche sich aus derzeitiger Netzengpasssicht entlastend auf das Netz auswirken könnten.

Des Weiteren besteht in Deutschland ein hohes Potenzial an Kavernen- und Porenspeichern. Ein Teil dieses Potenzials wird derzeit bereits für die saisonale Erdgasspeicherung genutzt (Salzkavernen und Porenspeicher). Hiervon sind Salzkavernen für Druckluft und Wasserstoff nutzbar, welche in Norddeutschland geografisch zur Integration EE gut gelegen sind. Aus der Literatur ergeben sich Bandbreiten von 65 TWh bis 1763 TWh Wasserstoff und 27 TWh bis 671 TWh Druckluft. Die Bandbreite der Potenziale verdeutlicht, dass zum einen der Wettbewerb zwischen den konkurrierenden Nutzungen der Salzkavernen mit anderen Nutzungen und zum anderen die ökologischen Hemmnisse berücksichtigt werden müssen. Dennoch besteht selbst bei der niedrigsten Energiedichte im Fall von Druckluft ein Vielfaches (17fach bis 700fach) der bestehenden Kapazität deutscher Pumpspeicherwerke.

Einschränkungen für das technische Potenzial der Einspeisung von PtG in das Erdgasnetz können sich über die zulässigen Wasserstofftoleranzen oder die verfügbaren CO₂-Quellen im Fall der Methanisierung ergeben. Durch Endgeräte und Gasinfrastruktur unterliegt eine Wasserstoffeinspeisung heute starken regio-

nal/lokal abhängigen Restriktionen. Dies betrifft sowohl sensible Komponenten der Gasinfrastruktur als auch die Gasbeschaffenheit je nach Gasversorgungsgebiet. Die Leistungsdimensionierung der Elektrolyse sowie die lokalen Gasflüsse haben zusätzlich einen großen Einfluss auf die maximale Wasserstoffkonzentration und können unter Umständen zusätzliche H₂-Zwischenspeicher notwendig machen. Von derzeit minimal 1 Vol.-% kann sich der H₂-Anteil jedoch zukünftig fließend erhöhen. Bis zu 20 Vol.-% werden als möglich erachtet. Im Fall der Methanisierung ist die PtG-Anlage an die lokale Verfügbarkeit einer CO₂-Quelle gebunden. Insbesondere biogene und stofflich-industrielle Bezugsquellen besitzen heute und zukünftig gut erschließbare Potenziale, welche für die erwartbaren Stromüberschüsse ausreichend erscheinen. Durch CO₂-Zwischenspeicherung kann das Potenzial noch vergrößert werden.

Im Fall der Großspeicher, welche an regionale Restriktionen gebunden sind, ist es insbesondere wichtig die Potenziale zuzuordnen, welche aus Netzsicht Vorteile für die Systemintegration besitzen. Grundsätzlich ist für einen effizienten Speichereinsatz im Rahmen des Redispatch im Falle von schwachen Netzen und zur Netzentlastung ein geeigneter Speicherstandort entscheidend (Nord- und Ostdeutschland in Hinblick auf die EE-Integration). Neben dem Bezug und der Rückspeisung von Wirkleistung ist hierbei die Bereitstellung von Blindleistung wichtig. Wenn die ersten HGÜ-Trassen für den Nord-Süd-Transport realisiert werden, fokussieren sich die belasteten Netzknoten jedoch insbesondere auf die Offshore-Einspeisepunkte. Aber auch die bestehenden Pumpspeicher in Süddeutschland nehmen wichtige Aufgaben für die Versorgungssicherheit wahr, z.B. im Rahmen des Redispatches. Der jeweilige Standort ist jedoch im Einzelfall individuell zu prüfen.

3.2.4 Fazit

Bei der Betrachtung des technischen Ausbaupotenzials für Speicher in Deutschland liegt der Fokus auf großtechnischen Anwendungen, da insbesondere für diese regionale Restriktionen existieren. Die untersuchten Studien zur Potenzialanalyse berücksichtigen im Wesentlichen geologische Randbedingungen zur Standortbewertung. Standortanalysen aus Netzsicht, z.B. zur Kosten-Nutzen-Analyse von konkreten Speicherstandorten in Abhängigkeit des EE- und des Netzausbaus, gibt es bislang keine. Für die Power-to-Gas-Technologie gibt es insbesondere bei der Wasserstoffeinspeisung viele lokale Restriktionen.

- Das technische Potenzial für Großspeicher ist für den Ausbau von Speicherkapazitäten nicht limitierend. Das Potenzial für Pumpspeicher in Deutschland liegt beim etwa 5,8-fachen des derzeitigen Bestands. Die Potenziale für Druckluftspeicher mit 27 bis 671 GWh entsprechen sogar einem Vielfachen des technischen Pumpspeicherpotenzials.
- Zur langfristigen Realisierung hoher H₂-Anteile im Erdgasnetz und einer dazu erforderlichen einheitlichen Strategie besteht derzeit noch ein großer Forschungsbedarf.

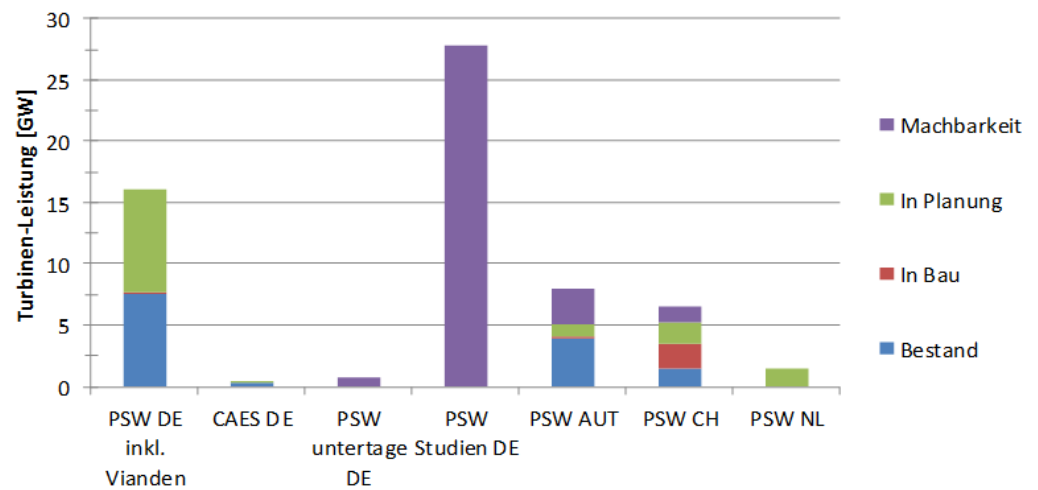


Abbildung 3-2: Großspeicher in Deutschland und Anrainerstaaten – Neben dem deutschen Speicherbestand sind die im Bau befindliche Projekte zur berücksichtigen. Das technische Potenzial für Großspeicher ist ein Vielfaches davon.

3.3 AP 2.2 »Realisierbares/erwartbares technologiespez. Ausbaupotenzial «

3.3.1 Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n

- 
 Wie groß ist das kurz-, mittel- und langfristig realisierbare/erwartbare Speicherzubaupotenzial aus Sicht der Marktakteure?

In AP 2.2 sollen der aus Sicht der verschiedenen Akteure im Rahmen der Energiewende erwartete beziehungsweise prognostizierte Speicherneubau sowie die Umsetzung weiterer Flexibilitätsoptionen zusammengetragen und weitestgehend vergleichbar gemacht werden. Diese Erwartungen sollen analog zu den vorangegangenen Arbeitspaketen die Daten relevanter Literatur in kurz-, mittel- und langfristigen Bedarf differenziert nach Technologie und Anwendungsfall wie zum Beispiel kurzzeitige oder saisonale Speicherung aufzeigen.

So soll es möglich sein AP 2.2 und 2.1 gegenüberzustellen und mögliche Differenzen zwischen technisch möglichem und aus Akteurssicht realisierbarem bzw. erwartbarem Speicher- beziehungsweise Flexibilitätsausbau herauszuarbeiten, sodass etwaige Unterschiede hinsichtlich präferierter Technologie, Zeitpunkten sowie Leistung und Kapazität ermittelt werden können.

3.3.2 Clusterung

Bezüglich der relevanten Quellen mit den jeweiligen unterschiedlichen Annahmen können keine dezidierten Pfade angegeben werden, sondern die Annahmen mit für das Veröffentlichungsjahr der meisten Quellen relevanten aktuellen politischen Zielvorgaben aus der Leitstudie 2010 des BMU [DLR et al. 2010] verglichen (vgl. Tabelle 3-4 und Tabelle 3-5).

Tabelle 3-4: Kraftwerkskapazitäten innerhalb der relevanten Studien für das Jahr 2025. Angaben in GW

2025	DB Research ⁷	RWE ⁵	EnBW ^{1,4,6}	Leitstudie ^{2,3}	BDEW ^{1,8}	Vbw ¹
Wind	57,1	50,8	48	54,3	44,85	57
PV	39,5	25,75	37	57,38	47,5	67
Biomasse	10	7,17	5	9,4	7	11
Wasserkraft	5,2	5,15	4,5	4,8	4,8	4,8
Gas ¹	16,2	27,1	30,5	28,05		33
Steinkohle ¹	23,5	22,3	19	35,25		22
Braunkohle	14	14,4	16			20
Kernkraft	0	0	0	0		0
Öl, Sonstige	1,2	k.A.	5	k.A.		5
SUMME	166,7	152,67	165	189,18	104,15	219,8

¹ Es erfolgte eine Mittelwertbildung aus den Angaben zu 2020 und 2030; ² Braun- und Steinkohle wurden unter Kohlen zusammengefasst; ³ sonstige Erzeuger werden nicht ausgewiesen, Öl wird mit Gas zusammengefasst [DLR et al. 2010], ⁴ abgelesen aus Grafik für SZ 1 A [IER 2010]; ⁵ Basis bildet das Leitszenario 2009 [dena und IAEW 2012], ⁶ Basis bildet das Energiekonzept der Bundesregierung [IER 2010], ⁷ [DB Research 2012], ⁸ [BDEW 2011].

Tabelle 3-5: Kraftwerkskapazitäten innerhalb der relevanten Studien für das Jahr 2040. Angaben in GW

2040	DB Research ⁷	RWE ⁵	EnBW ^{1, 4,6}	Leitstudie ^{2,3}	Vbw ¹
Wind	68	71,5	58	76,46	73
PV	67	30,5	40	65	90
Biomasse	20	8,7	7	10,55	8
Wasserkraft	6	5,2	4,5	5,1	5,2
Gas ¹	12	20,1	23	28,3	39
Steinkohle ¹	9	11,1	9	14,2	14
Braunkohle	10	4,5	7		11
Kernkraft	0	0	0	0	0
Öl, Sonstige	0	k.A.	7	k.A.	2,6
SUMME	192	151,6	155,5	199,61	243,1

¹ Es erfolgte eine Mittelwertbildung aus den Angaben zu 2020 und 2030; ² Braun- und Steinkohle wurden unter Kohlen zusammengefasst; ³ sonstige Erzeuger werden nicht ausgewiesen, Öl wird mit Gas zusammengefasst [DLR et al. 2010]; ⁴ abgelesen aus Grafik für SZ 1 A [IER 2010]; ⁵ Basis bildet das Leitszenario 2009 [dena und IAEW 2012]; ⁶ Basis bildet das Energiekonzept der Bundesregierung [IER 2010]; ⁷ [DB Research 2012].

»Moderne Stromspeicher - Unverzichtbare Bausteine der Energiewende« [DB Research 2012]

Die Studie der DB Research geht zunächst von einer Steigerung der Bruttostromerzeugung der Erneuerbaren bis 2050 auf 80 % aus, was damit nicht ganz dem Basisszenario 2010 A entspricht, das von 86 % ausgeht. Auch die verbrauchte Strommenge sinkt innerhalb der Berechnungen im Gegensatz zu den Annahmen der Leitstudie. DB Research geht von einer Abnahme des Nettostromverbrauchs (Bruttostromverbrauch abzüglich Verteilungsverluste und Kraftwerkseigenverbrauch) aus. Dieser entwickelt sich von 538 TWh im Jahr 2010 über 484 TWh im Jahr 2025 (-12,5 %) auf 430 TWh im Jahr 2040 (-20 %). Die Leitstudie betrachtet den Bruttostromverbrauch, der von 594 TWh im Jahr 2010 bis 2030 auf 558 TWh (-6 %) absinkt und dann hauptsächlich durch die zunehmende Elektrifizierung des Individualverkehrs auf 587 TWh (-2 %) im Jahr 2040 ansteigt. Bis zum Jahr 2025 ist eine ähnliche Entwicklung des Stromverbrauchs zu erkennen.

Die prognostizierte Entwicklung der erneuerbaren Erzeuger ist in Tabelle 3-4 und Tabelle 3-5 gegenübergestellt. Die unterschiedlichen Entwicklungen korrelieren weitestgehend mit den Annahmen zum erneuerbaren Anteil an der Stromerzeugung und den angenommenen Stromverbräuchen.

Annahmen zur Entwicklung der Energiepreise sind nicht dokumentiert. Es werden jedoch Annahmen bzgl. der weiteren Entwicklung des Energiesektors getroffen. Eine Steigerung des Eigenverbrauchs von PV-Anlagen wird von 0,4 % im Jahr 2010 auf 20 % bis 2025 und weiter auf 35 % bis 2040 für möglich gehalten. Jedoch wird keine weitere Aussage zu den Auswirkungen auf den Speicherbedarf getroffen. Weiterhin wird eine Steigerung der Grundlastfähigkeit von Windenergieanlagen von aktuell 0,3 % über 1 % im Jahr 2025 auf 3 % im Jahr 2040 zugrunde gelegt.

»Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt« [dena und IAEW 2012]

Diese Studie wurde von der dena im Auftrag der RWE AG durchgeführt. Sie basiert auf den Annahmen des BMU-Leitszenarios 2009. Demnach wird im Ver-

gleich zum stärkeren Ausbau der Erneuerbaren in Deutschland im Jahr 2050 ein bedeutender Teil der Last durch einen Direktimport erneuerbarer Energien aus einem europäisch-nordafrikanischen Stromverbund gedeckt.

Das Leitszenario 2009 entspricht mit geringen Abweichungen der Leitstudie 2010. Der erneuerbare Energieanteil liegt 2050 mit 84 % zwei Prozent unterhalb der Leitstudie 2010. Die entscheidendste Abweichung ist die installierte Photovoltaikleistung. 2025 sind demnach 25,75 GW und 2040 30,5 GW installiert (vgl. Tabelle 3-4 und Tabelle 3-5).

»Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke« [IER 2010]

Diese Studie setzt die Ausbau- und CO₂-Minderungsziele der Bundesregierung bzw. der EU voraus und wurde von der EnBW beauftragt. Da eine Quellenangabe fehlt, wird unterstellt, dass es sich hierbei um das Energiekonzept der Bundesregierung handelt. Das Energiekonzept unterstellt eine Reduktion der Bruttostromerzeugung von etwa 640 TWh auf rund 450 TWh bis 2050. Im Gegensatz dazu geht die Studie zunächst von einer Steigerung der Stromnachfrage von 533 TWh in 2010 auf 550 TWh in 2030 aus. 2050 sinkt die Nachfrage auf 534 TWh. Die installierten Kapazitäten der Erzeugungstechnologien haben sich aufgrund des im Energiekonzept angenommenen Einsatzes von CCS-Technologien zugunsten der fossilen Erzeuger verschoben (vgl. Tabelle 3-4 und Tabelle 3-5). Das führt zu einem erneuerbarem Energieanteil im Jahr 2020 von 30 %, 2030 40 % und 2050 60 %. Die Leitstudie 2010 gibt für 2020 40 %, 2030 65 % und für 2050 je nach Szenario 86 bis 100 % an.

Die CO₂-Reduktionsziele entsprechen den energie- und klimapolitischen Vorgaben der EU für Deutschland. Es wird für 2020 eine Reduktion der CO₂-Emissionen um insgesamt 15 % gegenüber 2005 ausgegangen. Anschließend wird eine konstante jährliche Reduktion um 1,74 % bis 2050 angenommen. Gleichzeitig wird eine CO₂-Preisentwicklung prognostiziert, die ab 2030 einen starken Anstieg erfährt und 2050 130 €/t_{CO2} beträgt.

»dena Netzstudie II« [dena 2010]

Die Dena Netzstudie II geht von einem konstantem Stromverbrauch und einer konstanten Spitzenlast aus. Zusätzlich wird ein Ausbau von on-shore Windkraft- und Photovoltaikanlagen gemäß Tabelle 3-6 angenommen. Aktuell sind bereits rund 38 GW PV-Leistung und rund 35 GW on-shore Windkraftanlagen installiert.² Der Ausbau der Photovoltaik entspricht im Wesentlichen dem der Leitstudie 2010. Der Zubau der Windkraftanlagen wird deutlich stärker angenommen, sodass 2020 ca. 10 GW und 2030 23 GW mehr installiert sind. Betrachtet man zusätzlich den in der Leitstudie postulierten Zubau von off-shore Windkraftanlagen kommt man mit ca. 63 GW auf eine vergleichbare Größenordnung.

² http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html
http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/bilder/dateien/kraftwerke_und_windleistung_in_deutschland_2014_06.pdf

Tabelle 3-6: Angenommener Zubau fluktuierender erneuerbarer Erzeuger der dena Netzstudie II in GW [dena 2010]

	2015	2020	2030
Wind on-shore	35,6	44,1	61,1
PV	38,4	48,0	62,8

**»Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen«
[BDEW 2011]**

Das Gutachten zur Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen, im Auftrag des BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.), setzt in verschiedenen Szenarien zum einen auf eine konstante Bruttostromnachfrage von 610 TWh. Zum andern wird bei einer Senkung der Stromnachfrage um 10 % bis 2020 bei einem Anteil der erneuerbaren Energien von 35 % und bis 2030 von einer Senkung um 15 % bei einem Anteil erneuerbarer Energie von 50 % ausgegangen. Die angenommenen Kraftwerkskapazitäten sind in Tabelle 3-4 und Tabelle 3-5 aufgeführt.

»Maßnahmen zur nachhaltigen Integration von Systemen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in das neue Energieversorgungssystem« [prognos 2013]

Diese von der BDEW, BVEE und AGFW beauftragte Studie orientiert sich bezüglich der stromseitigen Entwicklung an der vbw-Studie »das neue Energiewirtschaftliche Gesamtkonzept« [vbw 2013]. Neben dem in Tabelle 3-4 und Tabelle 3-5 dargestellten Kraftwerkspark wird innerhalb der vbw-Studie von einem Zubau eines Speichermixes aus ortsfesten, innovativen Speichersystemen mit hohen Wirkungsgraden und Akkumulatoren von Elektrofahrzeugen (2050: 31,6 Mio. Elektrofahrzeuge) von 6,4 GW 2010 auf 8,3 GW bis 2050 gerechnet. Flexibel steuerbare Lasten steigen ebenfalls von 3 auf 9 GW, während der Bruttostromverbrauch von 610 TWh bei einer Jahreshöchstlast von 89 GW im Jahr 2010 bis 2050 auf 546 TWh bei einer Jahreshöchstlast von 74 GW sinkt.

Für die Entwicklung des Wärmemarktes werden anhand einer Referenzentwicklung des Wärmemarktes anhand des Energiekonzepts der Bundesregierung drei Entwicklungsszenarien festgelegt: oberes Szenario, mittleres Szenario und unteres Szenario. Das obere Szenario setzt auf einen sehr starken Ausbau der Fernwärmetrassen. Bis 2025 bedeutet dies einen Anstieg um über 80 % des Fernwärmeeinsatzes. Langfristig wird aufgrund einer verbesserten Gebäudedämmung der Raumwärmebedarf in allen Szenarien um 62 % sinken. Das mittlere Szenario geht von einer Entwicklung gemäß dem Referenzszenario aus, sodass die mit Fernwärme versorgte besiedelte Fläche bis 2050 um 10 % gegenüber 2012 ansteigt. Im unteren Szenario wird zunächst von einer Stagnation in der Entwicklung der Fernwärmeversorgung ausgegangen, sodass bis 2030 die Anzahl der versorgten Objekte gleich bleibt und danach die versorgte Fläche im Vergleich zu 2012 bis 2050 um 8 % zurück geht.

Ohne Angabe von Entwicklungspfaden

Zusätzlich zu den beschriebenen zuvor beschriebenen Pfaden beziehungsweise Annahmen der relevanten Literaturstellen wurden Angaben weiterer Quellen

übernommen, die keine konkreten Angaben zu Pfaden enthalten. Dazu zählen die »Die Merit Order funktionaler Energiespeicher 2030« [Pellinger 2013] und der Artikel »Energiespeicher« [Stenzel et al. 2014], die die in Planung beziehungsweise im Bau befindlichen Pumpspeicherkraftwerke aufzeigen. Weiter enthält die von EnBW beauftragte »Potentialstudie zu Pumpspeicherstandorten in Baden-Württemberg« [EnBW 2012] keine Entwicklungsannahmen, da es sich hierbei um eine technische Potenzialstudie unter Einbezug von ökologischen und ökonomischen Randbedingungen handelt. Die dena-Plattform Power-to-Gas stellt in einem Positionspapier »dena-Plattform power-to-Gas« [dena 2013b] ein für die Erreichung der Serienreife benötigtes Zubauszzenario dar und bezieht sich auf eine volatile erneuerbare Erzeugerleistung in Höhe von 114 GW. Neben diesem Zubauszzenario sind auf der interaktiven Projektkarte aktuelle PtG-Projekte beschrieben, welche im folgendem Abschnitt mit erfasst werden [dena 2014 c].

3.3.3 Zusammenfassung

Es hat sich gezeigt, dass die Datenlage für eine fundierte Aussage über das erwartete technologiespezifische Ausbaupotential aus Marktakteurssicht nur begrenzt geeignet ist. Vielfach liegen die Daten den Firmen im Rahmen interner Strategieprozesse vor; sie werden jedoch aus diesem Grund in der Regel nicht bzw. nur teilweise veröffentlicht. In Abbildung 3-3 sind die erwarteten beziehungsweise realisierbaren Speicherkapazitäten wiedergegeben. Je nach Quelle werden die Speicherkapazitäten unterschiedlich angegeben. Es existiert neben der Angabe von Leistung und/oder Kapazität auch vereinzelt die Angabe der Energiemenge, die dem Stromnetz entnommen werden. Diese Wahl der Darstellung wird häufig für PtH oder DSM verwendet. Es sind jeweils die gesamten Kapazitäten genannt, die zu dem genannten Zeitpunkt maximal erwartet werden. Wenn innerhalb der Quellen ein Zubau angegeben ist, wird dieser zu folgenden als bestehende Kapazitäten angenommenen Werten hinzuaddiert: DSM: 2,5 GW und PSW 6,6 GW.³ Es sind jeweils die maximalen Werte dargestellt. Mit * gekennzeichnete Quellen stellen die gesamte installierte Leistung dar, ohne * geben den jeweiligen Zubau an.

Eine verlässliche Aussage bezüglich des erwartbaren Ausbaupotenzials ist auf Basis der vorliegenden Studien nicht möglich. Jedoch scheinen die Literaturstellen einen Konsens darin zu finden, dass kurzfristig bis etwa 2025 kein signifikanter Speicherzubau, außer den in der Planung befindlichen Speicherkraftwerken erwartet wird. Erst danach, mit einem weiter wachsenden Anteil der Erneuerbaren Energien im Stromsektor und dem Wegfall einiger fossiler Erzeugungseinheiten, wird vermehrt mit einem Zubau von Speicherkapazitäten gerechnet. In Abbildung 3-3 ist der erwartete Zubau bzw. die installierte Leistung zu den jeweiligen Zeitpunkten aufgetragen. Auffällig ist, dass die Literaturstellen sich auf Angaben zu klassischen und bereits eingesetzten Stromspeichern wie Druckluft- und Pumpspeicherkraftwerken beschränken, neuere Technologien wie Redox-Flow- oder NaS-Batterien spielen keine Rolle. Einzig PtG/PtH und mobile Batteriespeicher werden neben DSM als weitere Optionen betrachtet.

Diese Ergebnisse stehen zum Teil den von weiteren Interessensgruppen veröffentlichten Positionspapieren entgegen (vgl. [dena 2014a], [dena 2014b], [BVES 2014]). Innerhalb dieser Positionspapiere wird eine stärkere Technologieoffenheit

³ <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/strommarkt-in-deutschland-gewahrleistung-das-derzeitige-marktdesign-versorgungssicherheit,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

gefordert und auf eine Notwendigkeit des Speicherzubaues hingewiesen, der durch die aus ihrer Sicht idealisierten Annahmen vieler Studien bezüglich des Zubaus neuer Erzeugungskapazitäten sowie der Charakteristik der Stromnachfrage in den berechneten Szenarien nicht abgebildet werden kann. Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Forderung nach der Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Speichereinsatz, sodass ein wirtschaftlicher Betrieb, der Speicherkraftwerke gewährleistet werden kann. Die Problematik der Wirtschaftlichkeit führt bereits für Akteure zu Verzögerungen der Umsetzung oder dem Stopp geplanter beziehungsweise in Planung befindlicher Speicherkraftwerke, wie zum Beispiel des Kraftwerks Niederwartha oder Waldeck 2+ (vgl. [Stenzel et al. 2014]).

Es zeigt sich in AP2.2 demnach aus Sicht der privatwirtschaftlichen Akteure durchaus Interesse an Speichern. Dieser liegt aber deutlich unterhalb des in AP 2.1 aufgezeigten technischen Potenzials. Akteure fokussieren dabei insbesondere die derzeit etablierte Pumpspeichertechnologie für die konkrete heutige Umsetzung und die Technologieentwicklung für PtG. Die hohen technischen Potenziale für Druckluft werden dagegen kaum adressiert.

3.3.4 Fazit

Zum realisierbaren/erwartbaren technologiespezifischen Ausbaupotenzial sind insgesamt akteursseitig sehr wenig Daten veröffentlicht, sodass der Akteursbegriff ausgeweitet werden musste. Deswegen wurden auch bspw. Studien, die im Auftrag von Marktakteuren von Forschungsinstituten erarbeitet wurden, ebenfalls berücksichtigt. Alle untersuchten Studien behandeln fast ausschließlich etablierte Technologien sowie Power-to-Gas. Die ableitbaren Ergebnisse sind daher sehr einseitig und auf großtechnische Anwendungen beschränkt:

- Für nach 2025 wird, aufgrund des Abbaus konventioneller Quellen sowie steigendem EE-Anteil, akteursseitig ein Speicherzubau erwartet.
- Es wird ein Potenzial für Power-to-Gas als Langzeitspeicher gesehen.
- Durchgängig wird eine Verbesserung der Randbedingungen zur Gewährleistung eines wirtschaftlichen Betriebs gefordert, da zumeist große finanzielle Vorleistungen Planung und Genehmigung (PFV und ROV) erforderlich sind.

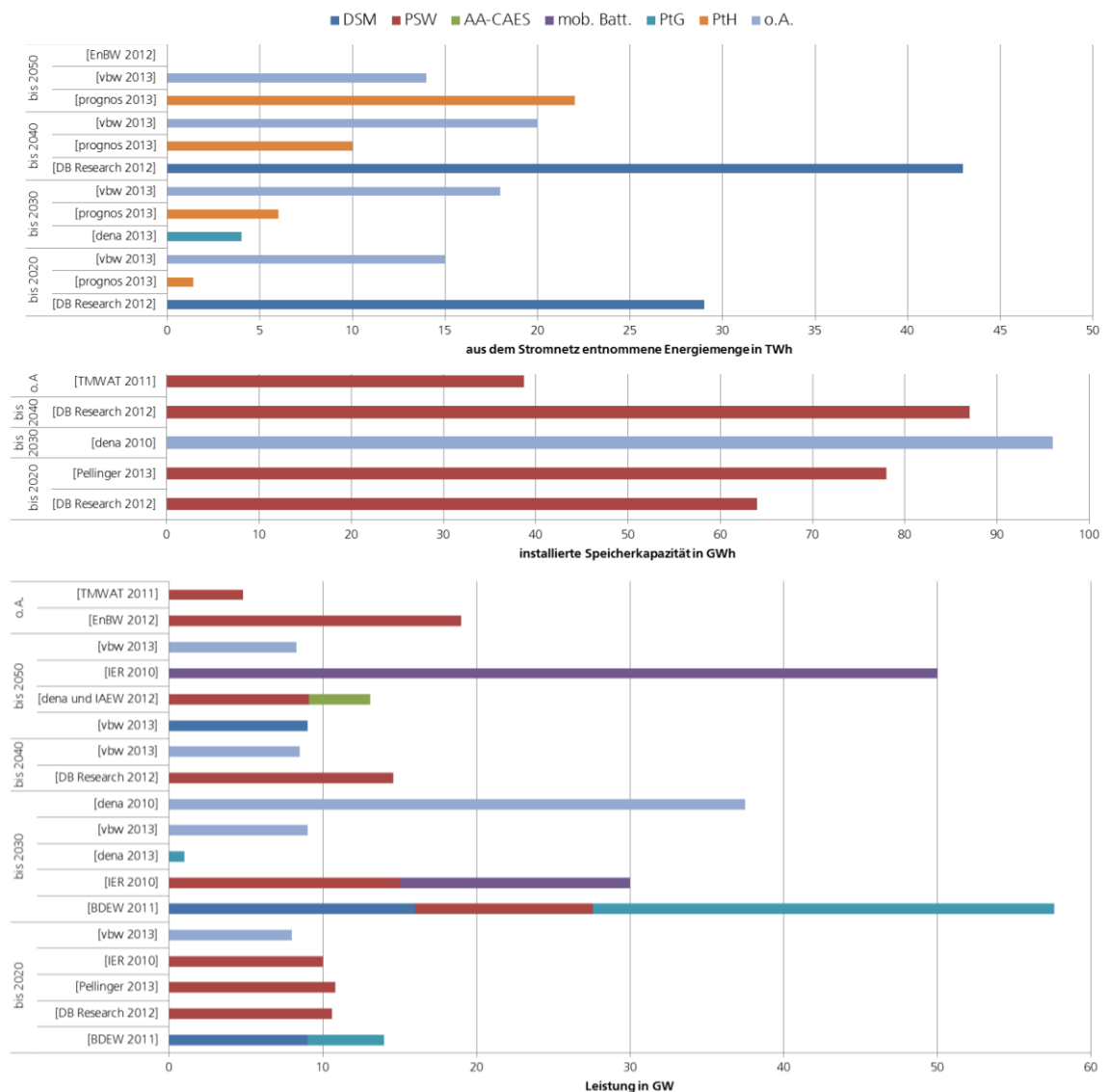


Abbildung 3-3: Erwartbarer Zubau bzw. erwartbare installierte Speicherkapazität

3.4 AP 3 »Investitionskosten«

3.4.1 Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n



- Wie sehen die heutigen Investitionskosten technologie- und anwendungsspezifisch für Speicher- und Konversionskapazitäten sowie weiterer Flexibilitätsoptionen aus?
- Wie sehen die prognostizierten Preissenkungspotenziale aus?
- Wie groß ist der Investitionsbedarf für Speicher in Deutschland?
- Welche Prognosen zum künftigen Investitionsbedarf für neue Speicher in Deutschland existieren?

AP 3 hat das Ziel einen Überblick über die heutigen Investitionskosten von Stromspeichern und Flexibilitätsoptionen zu liefern. Darauf aufbauend soll der Investitionsbedarf von Speichertechnologien in Deutschland bestimmt werden. Hier sind in Abhängigkeit der verschiedenen Pfade und der zugehörigen Speicherbedarfe unterschiedliche, in der Literatur vorhandene, Szenarien zu berücksichtigen.

Neben den derzeitigen Investitionskosten sind auch zukünftige Kostensenkungspotenziale im Fokus der Fragestellung. Über den Stand der Kostenentwicklung lässt sich ebenfalls der Entwicklungsstand der unterschiedlichen Technologien ablesen.

Wie in den vorangegangenen Arbeitspaketen wird auch hier nach Speichertechnologien und Einsatzzweck differenziert.

3.4.2 Clusterung

Da es sich hauptsächlich um die Recherche aktueller Investitionskosten handelt, findet keine Aufteilung nach Pfaden statt. Stattdessen werden die Ergebnisse technologiespezifisch zusammengefasst und dargestellt. Zu den aktuellen Investitionskosten werden die jeweils postulierten Kostensenkungspotenziale wiedergegeben. Die Einteilung erfolgt für die Auswertung gemäß Tabelle 3-7.

Neben den in Tabelle 3-7 beschriebenen Speicher und Flexibilitätsoptionen, die nachstehend detailliert betrachtet werden, stellt das DSM eine weitere Option dar. Bei DSM handelt es sich nicht um eine standardisierte Technologie und es bedarf außer ggf. der Kommunikationsinfrastruktur in der Regel keiner speziellen Investition.

Zur Ermittlung des zukünftigen Investitionsbedarfs für Speicher werden die gefundenen Literaturstellen mit den Ergebnissen aus den voranstehenden Arbeitspaketen, insbesondere AP 1, kombiniert und den entsprechenden Entwicklungspfaden zugewiesen. Zur Bestimmung des Investitionsbedarfs werden die in AP 1 ermittelten benötigten Speicherkapazitäten mithilfe der in diesem AP ermittelten spezifischen Investitionskosten über einen Dreisatz bestimmt.

Tabelle 3-7: Einteilung Stromspeichertechnologien nach Leistungsbereich im Stromnetz [Fraunhofer INT 2009]

+ = geeignet - = ungeeignet	Stundenlast- ausgleich	Tageslast- ausgleich	Wochen-/ Jahres- lastausgleich
Kondensatoren	+	-	-
Supraleitende Magnetische Ener- giespeicher (SMES)	+	-	-
Schwungräder	+	-	-
Akkumulatoren	+	+	-
Power-to-Gas	-	+	+
(adiabate) Druck- luftspeicher	-	+	+
Pumpspeicher- kraftwerke	-	+	+

3.4.3 Zusammenfassung

Die in diesem Kapitel betrachteten Investitionen für Stromspeicher werden in der Literatur sehr unterschiedlich und in Abhängigkeit der betrachteten Technologie und in Abhängigkeit des Betrachtungswinkels nicht immer einheitlich eingestuft. Die teilweise großen Schwankungen der spezifischen Kosten ergeben sich aus den betrachteten Einsatzgebieten der Speicher. Die hohen Preise werden dabei hauptsächlich durch Anlagen im Demonstrations- oder Forschungsstadium bei Technologien, die noch im Anfangsstadium der Entwicklung sind, verursacht. Hier sind beispielsweise SMES zu nennen. Besonders bei den Kurzzeit-Anwendungen mit hoher Leistung bei wenig Speicherkapazität ergeben sich pro Kilowattstunde hohe spezifische Kosten. Ein gutes Beispiel hierfür sind Micro-SMES-Anlagen die im Vergleich zu SMES-Systemen um ca. 23-mal höhere Investitionskosten für kapazitätsabhängige Kosten besitzen.

Die Datenlage zu den heutigen Investitionskosten ist quantitativ sehr gut. Allerdings ist die Qualität der Daten aufgrund fehlender Transparenz der Rahmenbedingungen innerhalb der Literaturstellen nicht immer gegeben, so dass hier die Anforderungen an die Qualität der berücksichtigten Literaturstellen herabgesetzt werden mussten. Es gibt literaturübergreifend keine einheitliche Herangehensweise zur Bestimmung der Investitionskosten. Im einfachsten Fall werden Investitionssummen für ein spezifisches Projekt durch die installierte Leistung oder die Kapazität geteilt, was lediglich einen Vergleich mit ähnlichen Projekten erlaubt. Praktikabler ist hingegen die Aufteilung der Kosten auf leistungs- und kapazitätsbestimmende Komponenten. Diese Aufteilung erlaubt bereits eine vereinfachte Berechnung von Investitionskosten für Anlagen anderer Konfiguration.

Zusätzlich erschwert die Angabe von Spannweiten die Zuordnung der jeweils geltenden spezifischen Investitionskosten, da nicht in jedem Fall eine lineare Kostendegression mit steigender Kapazität beziehungsweise Leistung einhergeht. Idealerweise werden die Investitionskosten, wie beispielsweise von [Fraunhofer ISE 2010], in Abhängigkeit von der Kapazität dargestellt. Weiter wäre eine detailliertere Aufteilung in weitere Komponenten in vielen Fällen wünschenswert. Die Größe der Spannweiten wird oftmals vom Entwicklungsstand beziehungsweise von geologisch bedingten Unsicherheiten beeinflusst; mit zunehmender Marktdurchdringung und damit einhergehender technischer Reife werden die Spannweiten oftmals kleiner.

Neben der Aufteilung in Sockelbeträge, beispielsweise für den physischen Speicher (im Fall der Druckluftspeicher der Kavernen) und für Neben-/Hilfsaggregate, wäre insbesondere eine sorgfältigere Darstellung des Bezugs auf Einspeise- beziehungsweise Ausspeiseleistung und ein- beziehungsweise ausspeicherbare Kapazität für treffendere Aussagen wünschenswert. Aus technologischer Sicht sind diese Parameter bei Ein- und Ausspeicherung je Speichertyp deutlich unterschiedlich und von Fall zu Fall variabel anwendbar. Insgesamt zeichnet sich jedoch trotz der verschiedenartigen Herangehensweisen und nicht idealen Güte der Werte und Kostenberechnungen technologiespezifisch ein relativ homogenes Bild zu den einzelnen Technologien ab, welches für erste überschlägige Investitionskostenabschätzungen ausreicht. Die Ergebnisse zu den aktuellen Investitionskosten sind in Abbildung 3-4 gemäß der eingangs getroffenen anwendungsspezifischen Aufteilung dargestellt. Es handelt sich bei den aufgezeigten Spannweiten nicht um additiv zu verwendende Werte, sondern um Gesamtkosten bezogen auf die Leistung beziehungsweise auf die Kapazität. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurden die teilweise hohen spezifischen kapazitätsbezogenen Kosten für Schwungräder, SMES und Kondensatoren auf 10000 €/kWh begrenzt. Es zeigen sich deutlich die großen Spannweiten insbesondere der neueren und stark von der Geologie abhängigen Technologien wie beispielsweise Pumpspeicher, (High-Speed)-Schwungräder oder Lithium-Batterien. Die großen Spannweiten der neuartigen Speichertechnologien lassen Unsicherheiten bezüglich der tatsächlich zu erwartenden Kosten vermuten, da viele auf Kostenschätzungen für Pilotanlagen beruhen und nicht immer tatsächlichen Marktpreisen entsprechen.

Die Kostensenkungspotenziale geben gemäß den vorliegenden Betrachtungszeiträumen – zum Teil bis 2050 und darüber hinaus – teilweise eine große Spannweite wider. Zusätzlich zu den großen Spannweiten fehlen für diese Forschungsfrage oftmals die Transparenz und dezidierte Erläuterungen in den Literaturstellen. Es handelt sich häufig nur um die Angabe eines Wertes beziehungsweise einer Spannweite oder um angestrebte zeitlich nicht eingeordnete Investitionskostenminima. Insgesamt geben die Literaturstellen, insbesondere für neuartige Technologien, hohe langfristige Kostensenkungspotenziale von bis zu 70 % für bspw. Lithium-Ionen-Batterien wider. Anders stellt es sich beispielweise für die Druckluftspeichertechnik dar, hier liegen die prognostizierten Werte zum Großteil bereits im Bereich der aktuellen Kosten, sodass perspektivisch kaum Reduktionspotenzial gesehen wird.

Bezüglich des Gesamtinvestitionsbedarfs für Speicher in Deutschland ist die Datenlage nicht eindeutig. Die vorliegenden Ergebnisse beziehen sich in der Regel nicht auf den gesamten Speicherbedarf, sondern auf technologiespezifisch iso-

liert betrachtete Investitionen. Es stellt sich eine ähnliche Problematik bezüglich der Definition von Speicherbedarf und Überschussstrom heraus, wie bereits in AP 1 (vgl. Kapitel 3.1) dargestellt. So ist es auch mithilfe der Daten aus AP 1, AP 2.1 und dieses APs unter Anwendung eines Dreisatzes schwierig präzise Aussagen zusätzlich zu den Literaturstellen zu treffen. Auf Basis der vorliegenden Wertebereiche für den Speicherbedarf und die spezifischen Kosten konnte lediglich eine relativ weite Investitionsspanne angegeben werden. So ergibt sich jeweils für die 2020er beziehungsweise 2030er Jahre, unter Berücksichtigung der aufgeführten Einschränkungen, ein Investitionsbedarf für den Zubau von Speichern in Deutschland in Höhe von etwa 6 bis 15 Mrd. € beziehungsweise mittelfristig ungefähr bis zu 43 Mrd. €.

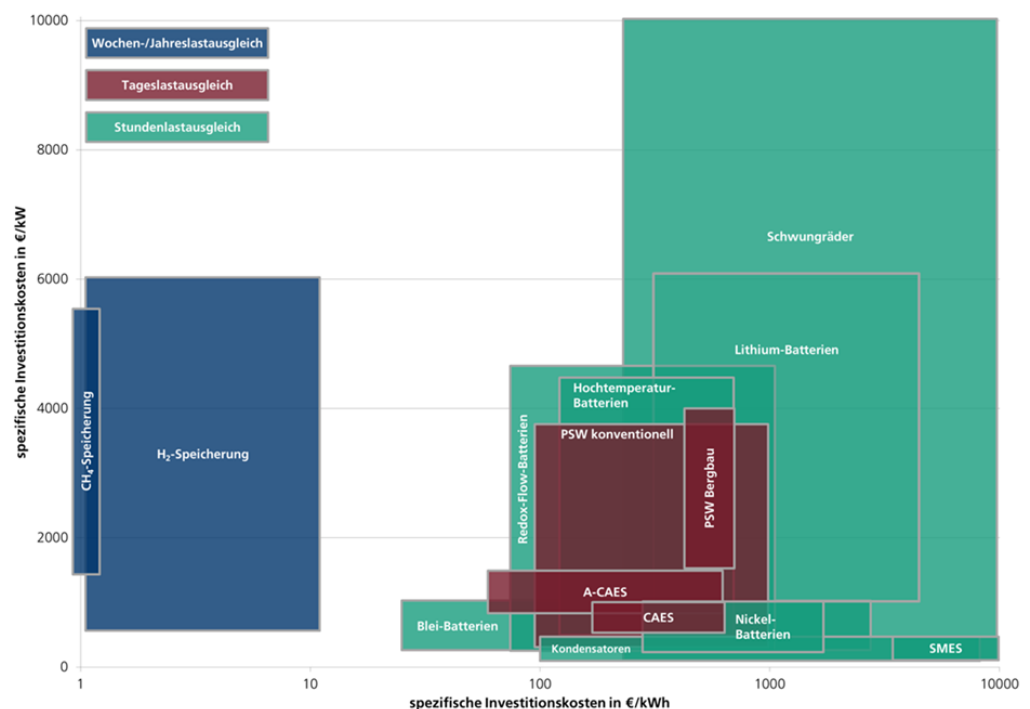


Abbildung 3-4: spezifische Investitionskosten nach Technologie und Anwendungsfall

3.4.4 Fazit

Die Datenlage zu den Investitionskosten der verschiedenen Technologien ist zwar sehr umfangreich, jedoch ist häufig keine hinreichende Transparenz gegeben. Die mangelhafte Transparenz, variierende Annahmen in der Kostenrechnung sowie unterschiedliche Bezugsgrößen für die Investitionskosten machen eine Vergleichbarkeit der Daten schwierig. Allgemein ist der Umfang der Aussagen zu den Kostensenkungspotenzialen der einzelnen Technologien sehr inhomogen.

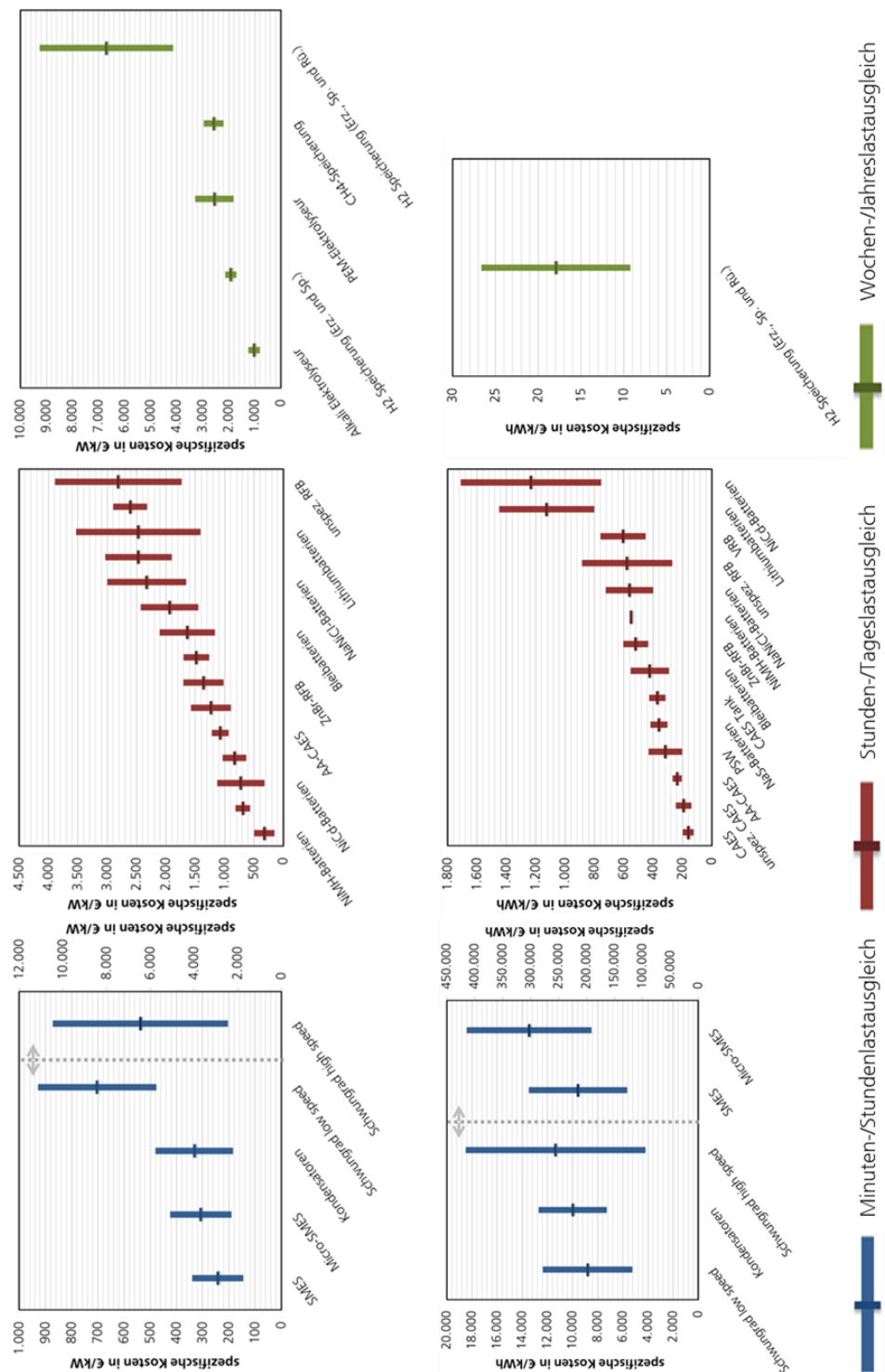


Abbildung 3-5: Durchschnittliche spezifische Investitionskosten einzelner Speichertechnologien, aufgeteilt nach Anwendungsfall bezogen auf die installierte Leistung (oben) bzw. die installierte Kapazität (unten)

- Insbesondere neuartige wenig verbreitete Anlagen, wie Lithium-Ionen-Batterien, zeigen relativ große Kostensenkungspotenziale, da durch Massenfertigungseffekte und Weiterentwicklungen einzelner Komponenten Kostensenkungen erwartet werden.
- Belastbare Aussagen zum zukünftigen Investitionsbedarf sind kaum ableitbar. Je nach angenommenem Szenario ergibt sich für Deutschland ein kurzfristiger Investitionsbedarf von etwa 6 bis 15 Mrd. € beziehungsweise mittelfristig ungefähr bis zu 43 Mrd.

3.5 AP 4.1 »Erlöspotenziale von Stromspeichern«

3.5.1 Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n

- ?
- Welche Deckungsbeiträge können durch Speicher aktuell bzw. zukünftig in den verschiedenen Speicheranwendungen/Märkten erzielt werden?

Ziel dieses Arbeitspaketes ist es, aus der betriebswirtschaftlichen Sicht des Speicherbetreibers heraus zu evaluieren, welcher Deckungsbeitrag durch Stromspeicher aktuell bzw. zukünftig erzielt werden kann.

Für diese Studie wird der Begriff „Deckungsbeitrag“ wie folgt verwendet: der Deckungsbeitrag meint den Bruttogewinn, also den Betrag, welcher zur Deckung der Fixkosten (Investitionskosten und fixe Betriebskosten) herangezogen werden kann. Er berechnet sich aus der Differenz zwischen Einnahmen und Ausgaben (d.h. dem Ertrag) für eine bestimmte Speicheranwendung abzüglich der beim Speicherbetrieb eventuell anfallenden variablen Betriebs- und Anfahrkosten. Im Rahmen des vorliegenden Arbeitspaketes werden ausdrücklich auch Speicheranwendungen mitbetrachtet, in denen der Ertrag darin besteht, dass durch den Stromspeicher andernfalls anfallende Kosten verringert werden (Beispiel: Anwendung „Erhöhung PV-Eigenverbrauch“).

Eine Übersicht über mögliche Speicheranwendungen gibt Tabelle 3-8. Die im Rahmen dieser Metastudie analysierten Speicheranwendungen werden an der entsprechenden Stelle kurz beschrieben. Ausführlichere Hintergrundinformationen können bspw. in [Kanngießer 2014a] nachgelesen werden.

Tabelle 3-8: Übersicht Speicheranwendungen; Quelle: [Kanngießer 2014a]

Nr.	Name der Speicheranwendung
1	Energieverschiebung durch Handel am Spotmarkt
2	Bereitstellung von Regelleistung
3	Bereitstellung von Schwarzstartreserve
4	Betriebsunterstützung konventionelles Kraftwerk
5	Gewährleistung von Power Quality und unterbrechungsfreier Stromversorgung
6	Bereitstellen von Erzeugungsleistung
7	Vermeidung bzw. Verzögerung Netz- und Betriebsmittelausbau
8	Bildung Hybridkraftwerk zur Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern
9	Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs
10	Energieverschiebung zur Minimierung der Strombezugskosten
11	Spitzenlastreduktion zur Minimierung des Netznutzungsentgeltes
12	Ausregelung von Prognosefehlern im Bilanzkreis
13	Geplanter Wirkleistungs-Bilanzausgleich

3.5.2 Clusterung

Abbildung 3-6 bereitet die berücksichtigten 50 Quellen übersichtlich auf, indem diese in eine Matrix mit den Ordnungskriterien „Speicheranwendung“ sowie „Speichertechnologie“ eingeordnet werden. Hieraus kann entnommen werden, zu welcher Technologie bzw. Anwendung es besonders viele Quellen gibt bzw. wo sich Forschungslücken befinden. Außerdem kann für jede Quelle nachvollzogen werden, welche Szenarienvarianten sie hinsichtlich Anwendung und Techno-

logie analysiert hat. Der Übersichtlichkeit halber wurde für kombinierte Speicheranwendungen (bspw. simultaner Handel am Day-Ahead-Spotmarkt und Bereitstellung von Minutenreserve) eine Markierung bei allen beteiligten Speicheranwendungen gemacht, anstatt die kombinierte Anwendung als separate Zeile in die Matrix aufzunehmen.

Es sind ausschließlich Speicheranwendungen in der Matrix enthalten, welche einen betriebswirtschaftlichen Fokus aufweisen. Gesamtsystemische Anwendungen, welche beispielsweise den Nutzen von Speichern für die Gesamtkosten der Energieversorgung betrachten, sind ebenso wenig enthalten wie Anwendungen, welche die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern im Vergleich zum klassischen Ausbau von Netz und Netzbetriebsmitteln untersuchen. Beide Anwendungen werden stattdessen in Kapitel 3.8 ausgewertet.

Die für die Speichertechnologien verwendeten Abkürzungen werden wie folgt verwendet: „PHES“ = Pumpspeicherkraftwerk; „ACAES“ = Adiabates Druckluftspeicherkraftwerk; „DCAES“ = „Diabates Druckluftspeicherkraftwerk“; „H₂&CH₄“ = „Power-to-Gas-Speicher mit Rückverstromung (unterschiedliche Pfade) auf Basis von Wasserstoff bzw. Methan“; „RFB“ = „Redox-Flow-Batterie“; „Li“ = „Sammelbegriff für Lithium-basierte Batterien i.d.R. Lithium-Ion“; „LA“ = „Blei-Säure-Batterie“; „PHEV“ = „Plug-in-Hybrid-Elektrofahrzeug“. Der „ideale Speicher“ wird von [Kanngießer 2014a] als Speicher mit 100% Wirkungsgrad, einem Teillastbereich von 0-100% sowie ohne Selbstentladerate und variablen Betriebs- und Anfahrkosten definiert. Sonstige bzw. nicht näher definierte Technologien werden unter „Sonstige bzw. k. A.“ zusammengefasst.

Ein Schwerpunkt ist bei Großspeicherkraftwerken (PHES, ACAES, DCAES, H₂&CH₄) in Verbindung mit dem Day-Ahead-Spotmarkt (DA) zu erkennen, wobei besonders häufig Pumpspeicherkraftwerke analysiert wurden. Darüber hinaus ist das Pumpspeicherkraftwerk auch die einzige Technologie, welche im Hinblick auf den Intraday-Spotmarkt (ID) untersucht wurde. Ein zweiter Schwerpunkt ist die Bereitstellung von Sekundär- (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) durch Großspeicherkraftwerke. Die Erlössituation bei der Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL) durch Stromspeicher ist dagegen in der Literatur bisher nur vereinzelt dargestellt. Technologisch kann Primärregelleistung aufgrund der Präqualifikationsanforderungen lediglich von Batteriespeichern bereitgestellt werden. Dies spiegelt sich darin wider, dass sich in der Matrix Markierungen nur bei „PHEV“ bzw. bei „Sonstige bzw. k.A.“ befinden, wobei Letzteres sich auf einen in allen drei Quellen untypisierten Batteriespeicher bezieht. Ein weiterer Schwerpunkt besteht in dem Einsatz von Kleinbatteriespeichern (LA, Li) zur Erhöhung des Photovoltaik-Eigenverbrauchanteils (PV-EV) beim Endkunden.

Ausgehend von der Clusterübersicht werden für die Detailauswertung folgende Pfade definiert:

1. Handel am Spotmarkt durch Großspeicherkraftwerke
2. Bereitstellung von Regelleistung...
 - a. ... durch Großspeicherkraftwerke
 - b. ... durch stationäre Batteriespeicher; Fokus: PRL
 - c. ... durch mobile Batteriespeicher (d.h. Elektrofahrzeuge)
3. Erhöhung des PV-Eigenverbrauchanteils durch Kleinbatteriespeicher

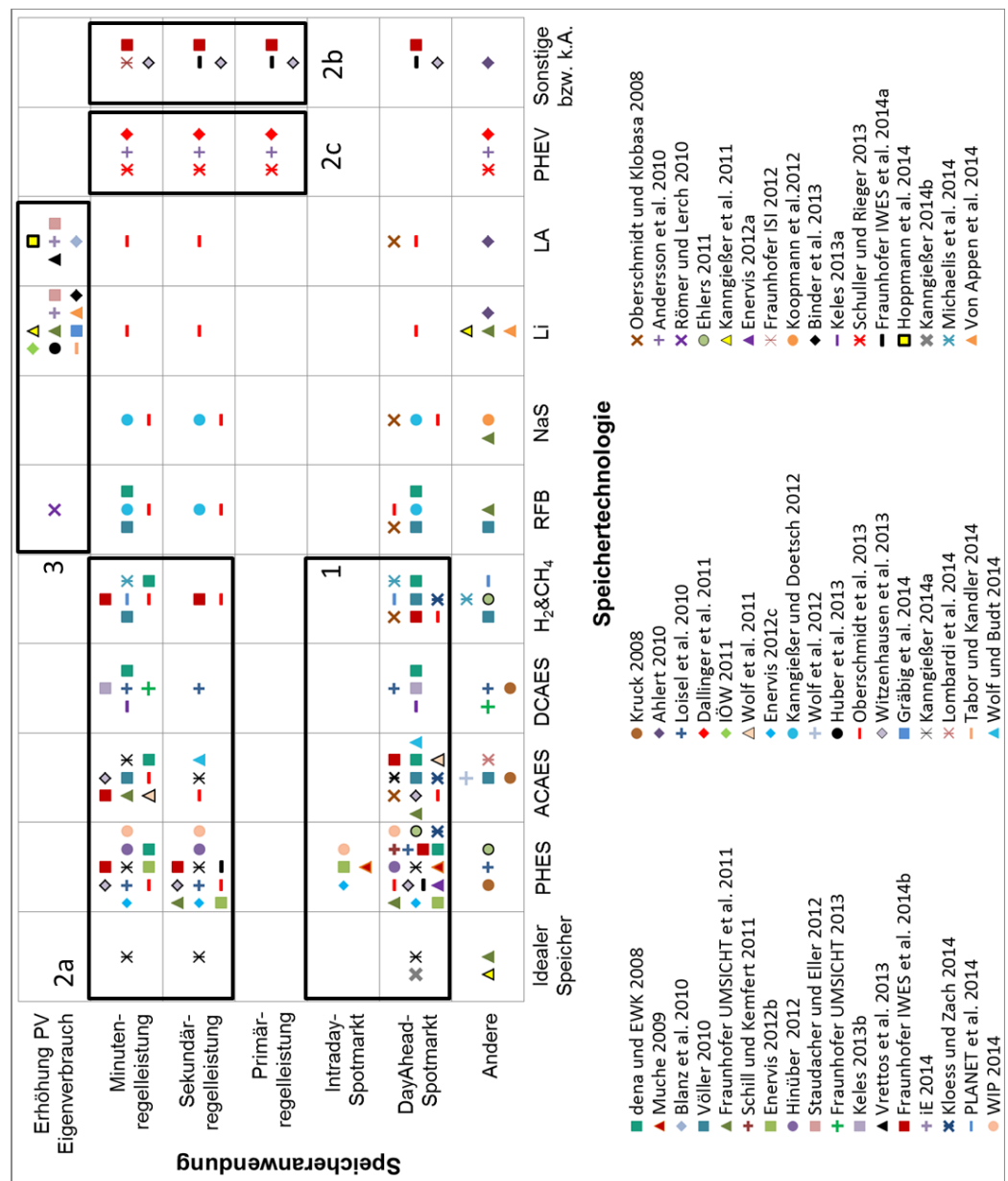


Abbildung 3-6: Clusterübersicht Quellen zum Thema „Erlöspotenziale von Stromspeichern“, geordnet nach Speicheranwendung und -technologie

In der Detailauswertung wird mangels Vergleichbarkeit nicht näher auf die unter „Andere“ zusammengefassten Speicheranwendungen eingegangen. Besonders häufig handelt es sich hierbei um Anwendungen, bei dem der Stromspeicher einen Service für einen (räumlich in der Nähe befindlichen) Windpark erbringt [Kruck 2008][Loisel et al. 2010][Völler 2010][Kanngießer et al. 2011][Koopmann et al. 2012][Wolf et al. 2012][Lombardi et al. 2014]. Dazu gehört beispielsweise die Bereitstellung einer gesicherten Leistung mit dem Windpark, die Vermeidung von Einspeisemanagement aufgrund von lokalen Netzengpässen oder die Vermarktung von Windstrom an den Spot- bzw. Regelleistungsmärkten. [Michaelis et al. 2014] sowie [PLANET et al. 2014] beschäftigen sich mit der Wasserstoffherstellung aus Überschussstrom, wobei neben einer Rückverstromung zum Verkauf an Strom- und Regelleistungsmärkten auch der Verkauf des Wasserstoffs als Kraftstoff einbezogen wird. Darüber hinaus analysiert [Fraunhofer ISI 2012] das Erlöspotenzial von RFB-basierten Elektrolyttankstellen am Markt für negative Se-

kundärregelleistung. Zudem betrachtet [Ahlert 2010] die Strombezugskostenminimierung beim Endkunden.

3.5.3 Zusammenfassung

Die in Schritt 1 nach Cooper definierte Leitfrage „Welche Deckungsbeiträge können durch Speicher aktuell bzw. zukünftig in den verschiedenen Speichereinsatzanwendungen/Märkten erzielt werden?“ wird im Folgenden pfadübergreifend in zusammengefasster Form beantwortet. Dabei beantwortet Abbildung 3-7 die Teilfrage nach den aktuell sowie Abbildung 3-8 nach den zukünftig erzielbaren Deckungsbeiträgen in den Spot- und Regelleistungsmärkten. Abbildung 3-9 fasst die Ergebnisse für die Anwendung Erhöhung PV-Eigenverbrauch zusammen.

Um einen Vergleich der verschiedenen Strommärkte und Technologien in einer Grafik zu ermöglichen, wurde die zeitliche Auflösung herausgenommen, d.h. die Deckungsbeiträge für die historischen Jahre 2002 bis 2013 bzw. die zukünftigen Jahre 2013 bis 2040 zusammengefasst. Die Boxplot-Grafik stellt jeweils den Median (roter Strich), den Mittelwert (orangener Punkt), das 1. und 3. Quartil (unteres bzw. oberes Ende der Box) sowie Minimum und Maximum (Endpunkt der unteren bzw. oberen Antenne) dar. Über der oberen Antenne ist jeweils in einer Textbox dargestellt, wie viele Quellen mit wie vielen Ergebniswerten in die solcherart statistisch ausgewertete Grundgesamtheit eingegangen sind (Darstellungsform: „Anzahl Quellen; Anzahl Ergebniswerte“). In den Fällen, wo zu wenige Ergebniswerte vorliegen, entfallen die entsprechenden statistischen Kennwerte. Grundsätzlich ist zu konstatieren, dass ein Ergebnis umso valider ist, desto mehr Quellen und Ergebniswerte in die Auswertung eingegangen sind.

Es wird ersichtlich, dass die Quellenlage zum Speichereinsatz am Intraday-Spotmarkt sowie am Primärregelleistungsmarkt sehr dünn ist. Ebenso ist bei den Technologien bislang ein klarer Schwerpunkt auf Pumpspeicherkraftwerken erkennbar, während nur wenige Quellen die Erlössituation von langfristigen Speichertechnologien wie Wasserstoff oder Methan in den Strommärkten betrachten. Batterien werden hauptsächlich in Bezug auf die Anwendung „Erhöhung PV-Eigenverbrauch“ untersucht. Weiterhin wird ersichtlich, dass nur wenige Quellen Vorhersagen für zukünftige Jahre treffen.

Wie erwartet werden konnte, sind sowohl aktuell als auch zukünftig die höchsten Deckungsbeiträge erzielbar, wenn der Stromspeicher simultan an Spot- und Regelleistungsmarkt agieren darf. In den Jahren 2002-2013 sind hier jährlich von Pumpspeicherkraftwerken zwischen 39 und 185 T€/MW₀ zu erzielen (Median: 126 T€/MW₀). Für die Zukunft wird eine Bandbreite von 21 bis 155 T€/MW₀ (Median: 79 T€/MW₀) vorhergesagt. Für Batteriespeicher, welche im Gegensatz zu Pumpspeicherkraftwerken zusätzlich auch Primärregelleistung bereitstellen können, berechnen [Witzenhausen et al. 2013] und [Fraunhofer IWES et al. 2014b] sogar zukünftig erzielbare Deckungsbeiträge zwischen 116 und 352 T€/MW₀ (Median: 137 T€/MW₀). Bezüglich der Prognose von zukünftigen Erlöspotenzialen wäre die Durchführung weiterer Studien empfehlenswert, um eine breitere Ergebnisbasis zu erhalten.

Die vergleichende Analyse verschiedener Marktkombinationen hat gezeigt, dass insbesondere der Markt für Sekundärregelleistung für Stromspeicher hohe Deckungsbeiträge ermöglicht. Die Erlösmöglichkeiten an den Spotmärkten sowie dem Minutenreservemarkt sind deutlich geringer. Während ein Pumpspeicherkraftwerk am Day-Ahead-Spotmarkt in den Jahren 2002-2013 einen Deckungs-

beitrag von 9 bis 99 T€/MW₀ erzielen konnte (Median: 51 T€/MW₀), wurde für die Kombination aus Day-Ahead-Spotmarkt und Minutenreservemarkt eine Bandbreite von 7 bis 99 T€/MW₀ (Median: 47 T€/MW₀) berechnet. Für die Kombination aus Day-Ahead-Spotmarkt und Sekundärregelleistungsmarkt ergibt sich eine Bandbreite von 29 bis 169 T€/MW₀ (Median: 125 T€/MW₀). Damit ist diese fast genauso hoch wie die Kombination beider Spot- und Regelleistungsmärkte. Die Primärregelleistung stellt einen Sonderfall dar, da diese aufgrund der Reaktionszeit im Abruffall nur von Batterien und nicht von großtechnischen Speicherkraftwerken bereitgestellt werden kann. Zu der alleinigen Bereitstellung von PRL existiert nur eine Quelle. Diese hat einen erzielbaren Deckungsbeitrag von 82 T€/MW₀ berechnet.

Innerhalb der Märkte kann jeweils ein Vergleich der unterschiedlichen Technologien gezogen werden. Dabei ist die Rangfolge der Technologien untereinander in Bezug auf den erzielbaren Deckungsbeitrag überwiegend ähnlich. Als Benchmark kann die fiktive Technologie „Idealer Speicher“ dienen, der mit einem Wirkungsgrad von 100% einen maximalen Deckungsbeitrag von 189 T€/MW₀ (Markt: DA + SRL) erwirtschaftet. Danach folgen „PHES“ bzw. „Batterie“, daraufhin schließen sich „ACAES“ bzw. „DCAES“ an. Aufgrund des geringsten Wirkungsgrades stehen „H₂“ und „CH₄“ am Ende der Rangfolge. Diese Rangfolge bezieht sich lediglich auf die erzielbaren Deckungsbeiträgen in den Spot- und Regelleistungsmärkten. Sie gibt ausdrücklich keinen Hinweis auf den generellen Systemnutzen einer Technologie, der zusätzlich an weiteren Faktoren gemessen werden muss, wie bspw. der Anzahl an verfügbaren Standorten, der technisch möglichen Verlagerungsdauer, der Markt- bzw. Technologiereife oder der gesellschaftlichen Akzeptanz. In den Zukunftsszenarien kann die Technologie „Batterie“ mit weitem Abstand den höchsten Deckungsbeitrag erzielen, aufgrund ihrer bereits angesprochenen Fähigkeit Primärregelleistung bereitzustellen. Die darunter liegende Prognose der zukünftigen Primärregelleistungspreise basiert jedoch auf einer einzelnen Quelle, so dass ihre Belastbarkeit nicht geprüft werden kann.

Bei der endkundenorientierte Speichieranwendung „Erhöhung PV-Eigenverbrauch“ gibt es eine große Vielzahl an Quellen, die auf technischer Betrachtungsebene den erreichbaren Eigenverbrauchsanteil bzw. Autarkiegrad berechnen. Allerdings beschäftigen sich nur zwölf dieser Quellen quantifizierend mit den dabei erzielbaren Deckungsbeiträgen. Der Vergleich untereinander zur Plausibilisierung der Ergebniswerte wird dadurch erschwert, dass unterschiedliche Technologien (Li-Ion, LA, RFB) in unterschiedlichen EEG-Tarifjahren untersucht werden. Übergreifend zeigt sich, dass insbesondere der angenommene EEG-Tarif einen hohen Einfluss auf die erzielbaren Deckungsbeiträge hat. Je mehr der Tarif abgesenkt wird, desto höher ist der Deckungsbeitrag, da die durch Zwischenspeicherung statt Einspeisung des PV-Stroms „vermiedenen Erlöse“ verringert werden.

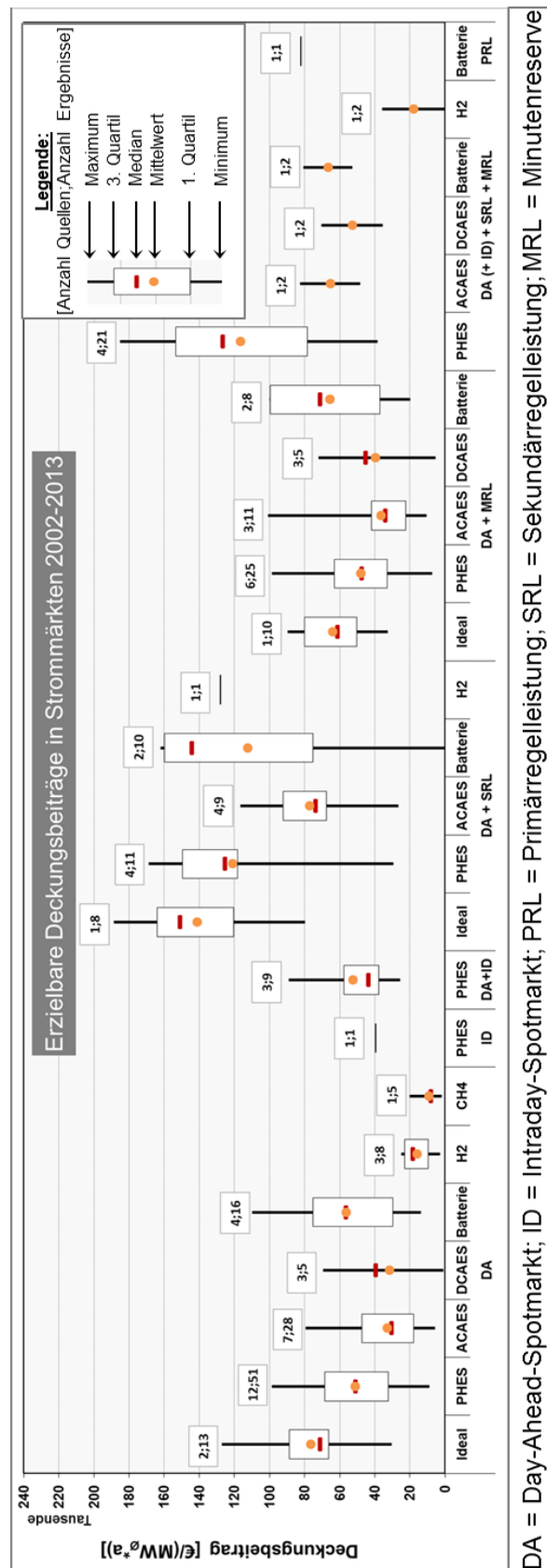


Abbildung 3-7: Erzielbare Deckungsbeiträge in Strommärkten 2002-2013

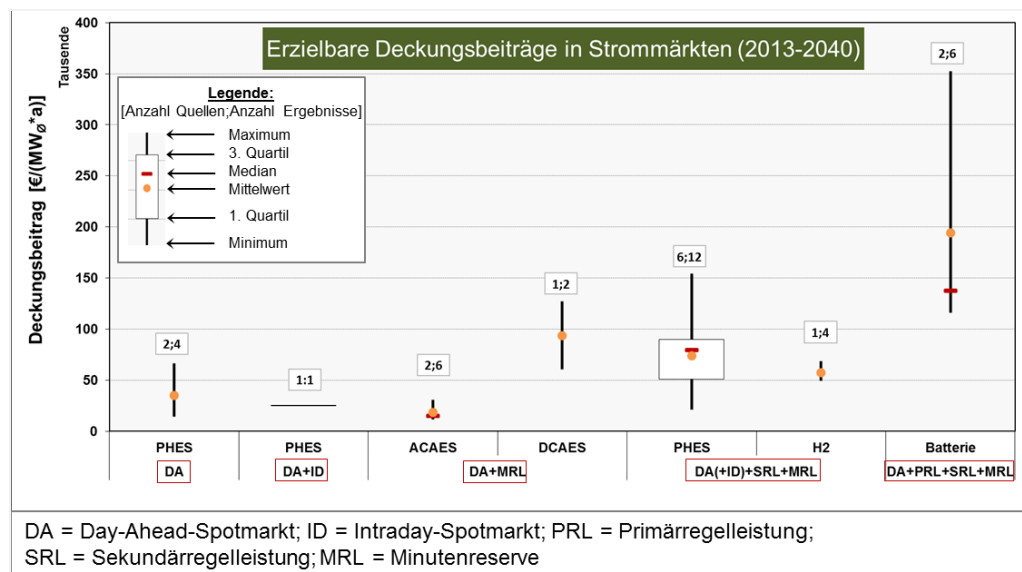


Abbildung 3-8: Erzielbare Deckungsbeiträge in Strommärkten 2013-2040

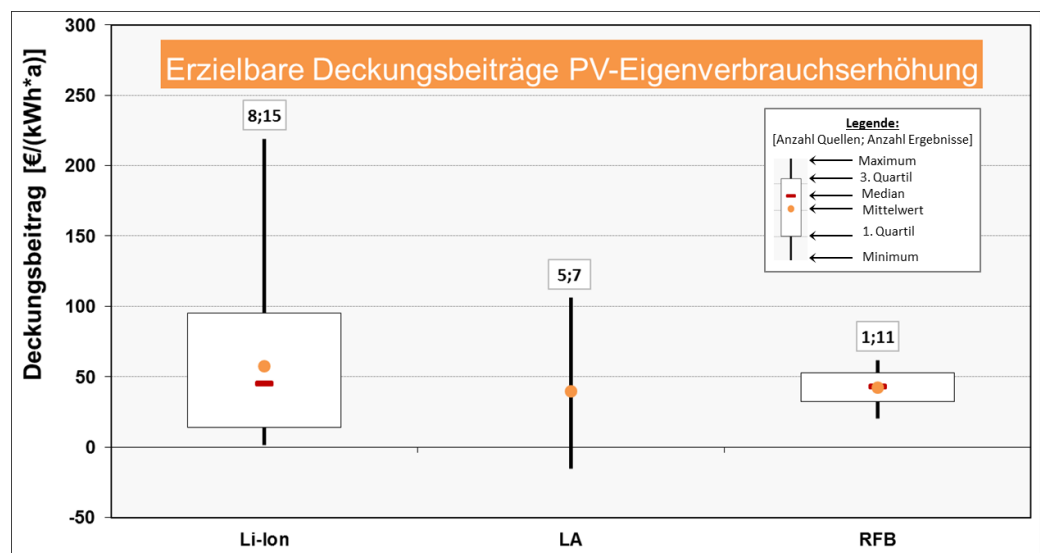


Abbildung 3-9: Erzielbare Deckungsbeiträge bei der Anwendung Erhöhung PV-Eigenverbrauch

Der höchste Deckungsbeitrag wurde für Post-EEG-Szenarien berechnet, die keinerlei Vergütung des eingespeisten PV-Stroms vorsehen. Zudem erhöht sich der Deckungsbeitrag mit steigenden Endkunden-Strombezugskosten. Beide Faktoren zusammengenommen sind zukünftig daher stetig steigende Deckungsbeiträge zu erwarten. Hinsichtlich der Dimensionierung hat sich quellenübergreifend herausgestellt, dass kleine Batterien aus Sicht des spezifischen, erzielbaren Deckungsbeitrages zu bevorzugen sind. Im technologischen Vergleich der publizierten Ergebniswerte (Inbetriebnahmejahre 2010 bis Post-EEG) können Lithium-Ionen-Batterien einen mittleren, jährlichen Deckungsbeitrag von 58 €/kWh erzielen, Blei-Säure-Batterien einen von 40 €/kWh sowie Redox-Flow-Batterien einen von 42 €/kWh. Die maximalen, jährlichen Deckungsbeiträge, die für die Post-EEG-Szenarien berechnet wurden, liegen sowohl für Lithium-Ionen-Batterien als auch Blei-Säure-Batterien bei ca. 106 €/kWh.

3.5.4 Fazit

Die Hauptlücke im Bereich der Erlöspotenziale von Speichern bezieht sich auf die verfügbaren Daten zur Primärregelleistung und zum Intraday-Handel. Auch beim Einsatz von Batterien zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs handelt es sich zu meist um Einzelergebnisse. Insgesamt handelt es sich bei den in der Literatur zu findenden Daten überwiegend um historische Werte (2002-2013). Aussagen und Daten zu zukünftig erzielbaren Deckungsbeiträgen sind sehr selten. Des Weiteren gibt es bislang keinerlei Untersuchungen dazu, wie verschiedene Modellierungsvarianten der Angebotsstrategie an Regelleistungsmärkten den errechneten Deckungsbeitrag beeinflussen. Zusammenfassend lassen sich folgende Aussagen treffen:

- Die höchsten Deckungsbeiträge für Großspeicherkraftwerke (PHES/CAES) lassen sich aktuell sowie auch zukünftig bei kombiniertem Spothandel und Regelleistungsbereitstellung (negative Sekundärregelleistung) erzielen, wobei der Großteil über die Regelleistung erwirtschaftet wird. Die Deckungsbeiträge für PHES liegen dabei zwischen 39 und 185 T€/MW₀ (Median: 126 T€/MW₀). Die vereinzelt anzutreffenden Studien mit Prognosen lassen auch für die Zukunft Deckungsbeiträge in ähnlicher Größenordnung vermuten. Vor dem Hintergrund des aktuell zu beobachtenden Preisverfalls im Markt für negative Sekundärregelleistung sollte dies jedoch durch weitere Studien hinterfragt werden.
- Zukünftig könnten die Deckungsbeiträge für Batterien, die Primärregelleistung bereitstellen, stark steigen. Als Grund werden hierfür im Zuge des EE-Ausbaus ansteigende Primärregelleistungspreise genannt. Diese Aussage basiert jedoch lediglich auf einer einzelnen Quelle.
- Die erzielbaren Deckungsbeiträge bei Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs sind stark abhängig von den angenommenen EEG-Einspeisetarifen sowie den Endkunden-Strombezugskosten. Da zukünftig sowohl mit sinkenden Einspeisetarifen als auch mit steigenden Strombezugskosten gerechnet wird, sind steigende Deckungsbeiträge für die Speicheranwendung zu erwarten. Über alle Quellen und Inbetriebnahmejahre (2010 bis Post-EEG) hinweg, können je nach Batterietyp mittlere, jährliche Deckungsbeiträge zwischen 40 und 58 €/kWh erzielt werden. Für Post-EEG-Szenarien werden maximale, jährliche Deckungsbeiträge von 106 €/kWh angegeben.

3.6 AP 4.2 »Einfluss von Stromspeichern auf den Markt«

3.6.1 Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n



- Welche Rückkopplungen auf den Markt entstehen durch den Zubau und Betrieb von Speichern?

Mit der Rückkopplung auf den Markt ist im Wesentlichen eine Veränderung der Preisstruktur durch den Betrieb von Stromspeichern gemeint, d.h. das zeitweise oder dauerhafte Ansteigen oder Absinken der Spotpreise. Aus der Veränderung der Preisstruktur leitet sich im Weiteren eine Veränderung der Wohlfahrt ab, d.h. eine Veränderung der Produzenten- und Konsumentenrente bzw. der Wohlfahrt insgesamt.

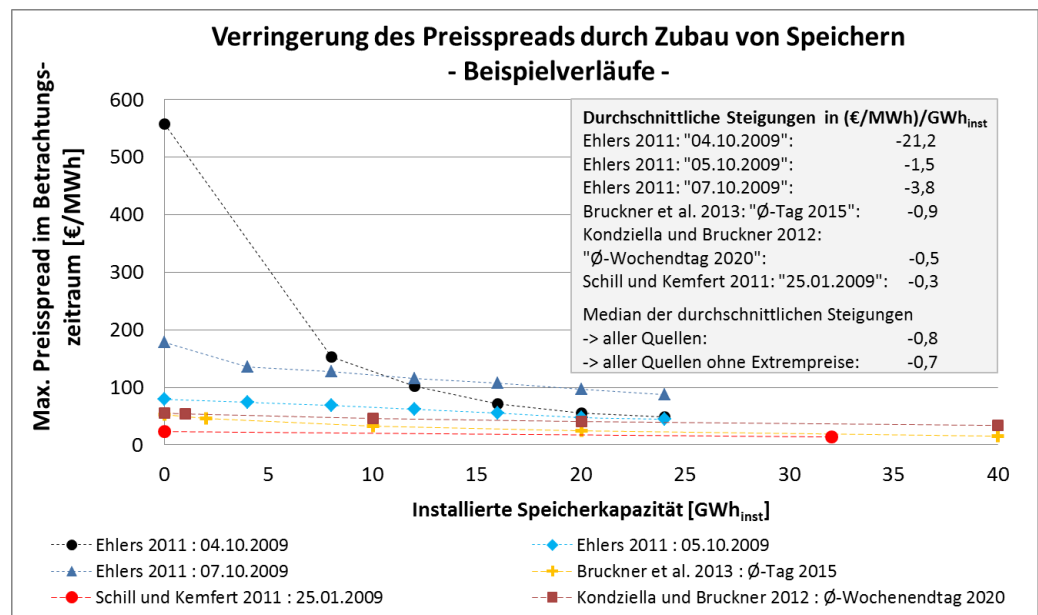
3.6.2 Clusterung

Aufgrund der geringen Anzahl an verbliebenen Quellen erscheint eine Definition von Pfaden für die Befundintegration als wenig zielführend. Im Folgenden werden daher die sechs Quellen, welche anhand einer gemeinsamen Kennzahl quantitativ miteinander verglichen werden können, gemeinsam ausgewertet. Die Annahmen und Ergebnisse aus der siebten Quelle werden darüber hinaus individuell vorgestellt.

3.6.3 Zusammenfassung

Insgesamt gibt es nur wenige Quellen, die sich mit der Frage, welche Rückkopplungen auf den Markt durch den Zubau und Betrieb von Speichern entstehen, quantifizierend befasst haben.

Die hauptsächliche in der Literatur identifizierte Rückkopplung auf den Markt durch Stromspeicher besteht darin, dass durch deren klassischerweise lastverlagernden Betrieb eine Glättung der Marktpreise entsteht. Durch das zusätzliche Stromangebot zu Spitzenlastzeiten werden die Maximalpreise gesenkt. Durch die stärkere Stromnachfrage zu Schwachlastzeiten steigen die Minimalpreise an. Abbildung 3-10 drückt – für ausgewählte Beispielverläufe – diesen Zusammenhang aus in Form des sich verringernden Preisspreads in Abhängigkeit der Menge an zugebauter Speicherkapazität. Zusätzlich werden in der Textbox die durchschnittlichen Steigungen angegeben, die zwischen dem Maximalzubau und dem Referenzwert ohne Speicherzubau liegt. Quellenübergreifend über alle Quellen nimmt der Preisspread um 0,8 €/MWh pro zugebauter GWh Speicherkapazität ab (Median). Dabei ist zu beachten, dass der Preisspread nicht linear mit dem Zubau der Speicherkapazitäten abnimmt, sondern ab einer bestimmten Zubaukapazität eine Sättigung eintritt, d.h. sich die Reduktion des Preisspreads abschwächt. Dieser Effekt ist umso höher, je größer der initiale Preisspread ist.



**Abbildung 3-10: Verringerung des Preisspreads durch Zubau von Speichern
- Beispielverläufe**

Die Verringerung des Preisspreads hängt außerdem maßgeblich von der zugrunde gelegten Zeitreihe ab. Die Beurteilung der Reduktion des Preisspreads in Zeiträumen, die besonders niedrige (d.h. negative) und besonders hohe Strompreise beinhalten, ist nur individuell möglich. Als Beispiele hierfür können die Kurven von [Ehlers 2011] für den 04.10.2009 (Jahresminimalpreis mit -500 €/MWh) und für den 07.10.2009 (Jahresmaximalpreis mit 182 €/MWh) herangezogen werden.

Unter Ausschluss der Quellen, die Zeiträume mit Extrempreisen betrachten, ist eine etwas niedrigere, durchschnittliche Reduktion des Preisspreads zu beobachten. Hier liegt die quellenübergreifende Reduktion des Preisspreads bei 0,7 €/MWh pro zugebauter GWh Speicherkapazität. Insgesamt bewegen sich 80% der durchschnittlichen Steigungen innerhalb einer Bandbreite von -0,5 (€/MWh)/GWh_{inst} und -1,7 (€/MWh)/GWh_{inst}.

3.6.4 Fazit

Die Datenlage zum Einfluss von Stromspeichern auf den Markt ist insgesamt sehr dünn und es ist auch keine Verbesserung absehbar. Eine Auswertung der zeitlichen Entwicklung der Veröffentlichungen zeigt eher eine abnehmende Tendenz. Insgesamt konnten nur sieben Quellen ausgewertet werden. Diese beschäftigen sich ausschließlich mit der Rückwirkung des Speicherbetriebs auf die am Spotmarkt erzielbaren Preise. Weitere vorstellbare Rückwirkungen, wie bspw. die Rückwirkung dezentraler Batteriespeicher (PV-Anlagen) auf höhere Netzebenen werden nicht thematisiert. Zusammenfassend lassen sich folgende Aussagen treffen:

- Als wesentliche Rückkopplung von Speichern auf den Markt wird eine durch ihren lastverlagernden Betrieb hervorgerufene Glättung der Marktpreise genannt.
- Mit zunehmender Speicherkapazität reduziert sich der Preisspread um durchschnittlich 0,5 bis 1,7 €/MWh pro zugebauter GWh Speicherkapazität.

azität. Der Median der durchschnittlichen Steigungen liegt bei $-0,7$ (€/MWh)/GWh_{inst} (vgl. Abbildung 3-11). Die Reduktion ist maßgeblich von der zugrunde gelegten Zeitreihe abhängig (die oben genannte Bandbreite gilt nicht für Zeiträume mit deutlich negativen bzw. außergewöhnlich hohen Preisen) und verläuft nicht linear sondern strebt einem Grenzwert entgegen; d. h., dass ab einer bestimmten Zubaukapazität eine Sättigung eintritt.

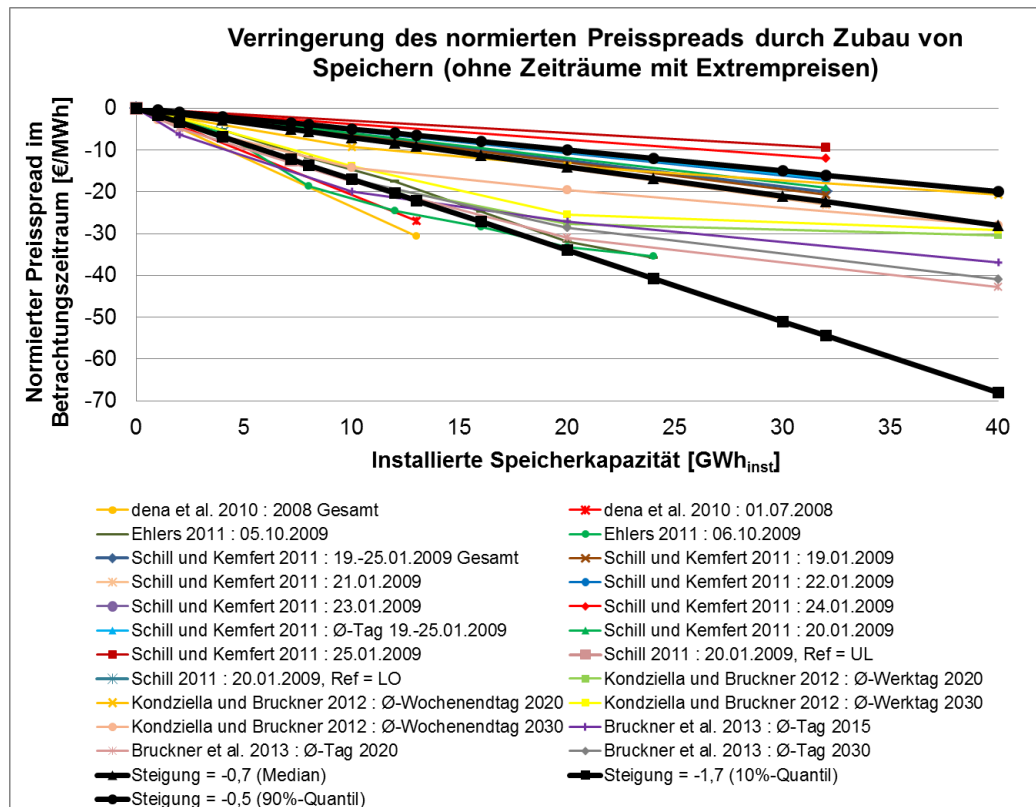


Abbildung 3-11: Verringerung des normierten Preisspreads durch Zubau von Speichern (ohne Zeiträume mit Extrempreisen)

3.7 AP 5.1 »Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern«

3.7.1 Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n



- Welche Kombinationen aus Speicheranwendung und Speichertechnologie sind wirtschaftlich?

Dieses Arbeitspaket lehnt sich an Arbeitspaket 4.1 an, in dem die Erlöspotenziale für verschiedene Kombinationen aus Speichertechnologie und Speicheranwendung evaluiert wurden. Aufbauend darauf werden hier nun alle Erlös- und Kostenströme mit einbezogen, d.h. es werden Quellen berücksichtigt, die den Deckungsbeitrag den jeweiligen Investitionskosten sowie fixen Betriebskosten gegenüberstellen, um daraus auf (Un-)Wirtschaftlichkeit zu schließen. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen beziehen sich somit explizit auf den Neubau eines Speichers, nicht auf den Bestand.

3.7.2 Clusterung

Abbildung 3-12 bereitet die berücksichtigten 34 Quellen übersichtlich auf, indem diese in eine Matrix mit den Ordnungskriterien „Speicheranwendung“ sowie „Speichertechnologie“ eingeordnet werden. Hieraus kann entnommen werden, zu welcher Technologie bzw. Anwendung es besonders viele Quellen gibt bzw. wo sich Forschungslücken befinden. Außerdem kann für jede Quelle nachvollzogen werden, welche Szenarienvarianten sie hinsichtlich Anwendung und Technologie analysiert hat. Der Übersichtlichkeit halber wurde für kombinierte Speicheranwendungen (bspw. simultaner Handel am Day-Ahead-Spotmarkt und Bereitstellung von Minutenreserve) eine Markierung bei allen beteiligten Speicheranwendungen gemacht, anstatt die kombinierte Anwendung als separate Zeile in die Matrix aufzunehmen.

Analog zu AP4.1 sind ausschließlich Speicheranwendungen in der Matrix enthalten, welche einen betriebswirtschaftlichen Fokus aufweisen. Gesamtsystemische Anwendungen, welche beispielsweise den Nutzen von Speichern für die Gesamtkosten der Energieversorgung betrachten, sind ebenso wenig enthalten wie Anwendungen, welche die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern im Vergleich zum klassischen Ausbau von Netz und Netzbetriebsmitteln untersuchen. Beide Anwendungen werden stattdessen in Kapitel 3.8 ausgewertet.

Die für die Speichertechnologien verwendeten Abkürzungen werden wie folgt verwendet: „PHES“ = Pumpspeicherkraftwerk; „ACAES“ = Adiabates Druckluftspeicherkraftwerk; „DCAES“ = „Diabates Druckluftspeicherkraftwerk“; „H₂&CH₄“ = „Power-to-Gas-Speicher mit Rückverstromung (unterschiedliche Pfade) auf Basis von Wasserstoff bzw. Methan“; „RFB“ = „Redox-Flow-Batterie“; „Lithium“ = „Sammelbegriff für Lithium-basierte Batterien i.d.R. Lithium-Ion“; „LA“ = „Blei-Säure-Batterie“; „PHEV“ = „Elektro kraftfahrzeug“. Sonstige bzw. nicht näher definierte Technologien werden unter „Sonstige bzw. k.A.“ zusammengefasst.

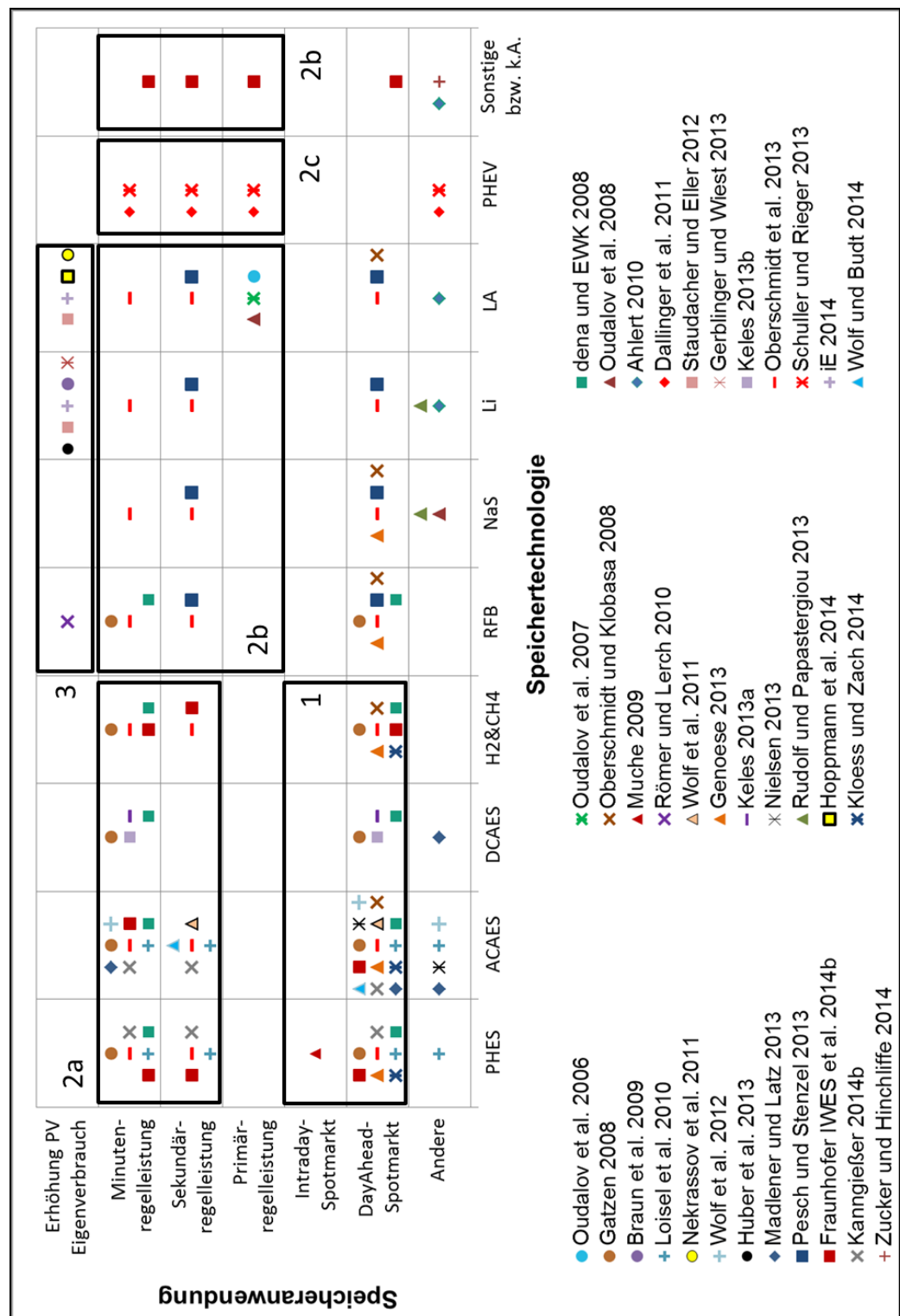


Abbildung 3-12: Clusterübersicht Quellen zum Thema „Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern“, geordnet nach Speichertechnologie und -anwendung

Ein Schwerpunkt ist bei Großspeicherkraftwerken (PHEs, ACAES, DCAES, H₂&CH₄) in Verbindung mit dem Day-Ahead-Spotmarkt (DA) zu erkennen, wobei besonders häufig ACAES analysiert wurden. Der Intraday-Spotmarkt (ID) wurde bisher nur in einer einzelnen Quelle auf Wirtschaftlichkeit untersucht. Ein zweiter Schwerpunkt ist die Bereitstellung von Sekundär- (SRL) und Minutenreserveleistung.

tung (MRL) durch Großspeicherkraftwerke. Auch hier stehen ACAES besonders im Fokus. Die Erlössituation bei der Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL) durch Stromspeicher ist dagegen in der Literatur bisher kaum präsent. Technologisch kann Primärregelleistung aufgrund der Präqualifikationsanforderungen lediglich von Batteriespeichern bereitgestellt werden. Ein weiterer Schwerpunkt besteht in dem Einsatz von Kleinbatteriespeichern (LA, Li) zur Erhöhung des Photovoltaik-Eigenverbrauchanteils (PV-EV) beim Endkunden.

Da die Schwerpunkte ähnlich gelagert sind wie bei der Evaluation des Erlöspotenzials in AP4.1 und für die bessere Vergleichbarkeit, werden für die Detailauswertung dieselben Pfade wie in AP4.1 betrachtet:

1. Handel am Spotmarkt durch Großspeicherkraftwerke
2. Bereitstellung von Regelleistung...
 - a. ... durch Großspeicherkraftwerke
 - b. ... durch stationäre Batteriespeicher
 - c. ... durch mobile Batteriespeicher (d.h. Elektrofahrzeuge)
3. Erhöhung des PV-Eigenverbrauchanteils durch Kleinbatteriespeicher

3.7.3 Zusammenfassung

Aus methodischer Sicht wurde bei der Detailanalyse der Quellen deutlich, dass sich bislang keine einheitliche Kennzahl zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern durchsetzen konnte. Hierdurch wird ein quantitativer Vergleich der Ergebnisse aus unterschiedlichen Quellen erschwert.

In Abbildung 3-13 wird für jede Kombination aus Speichertechnologie und Speichieranwendung (teilweise auch mehrerer simultaner Speichieranwendungen) dargestellt, ob in dem angenommenen Szenario Wirtschaftlichkeit gegeben ist (blaues Plus) oder nicht (rotes Minus). Der gelb gefüllte Kreis kennzeichnet diejenigen Quellen, welche mehrere Szenarien mit variierten Eingangsparametern untersucht haben, und dabei zu unterschiedlichen Aussagen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit gekommen sind.

Insgesamt zeigt sich, dass die Frage nach der Wirtschaftlichkeit nicht pauschal für eine Speichertechnologie beantwortet werden kann. Innerhalb einer Speichieranwendung stellt sich das Bild dagegen etwas einheitlicher dar.

Die mit Abstand meisten Quellen haben sich mit der Anwendung Handel am Day-Ahead-Spotmarkt beschäftigt. Dabei wird mit Ausnahme von zwei Quellen, die bei näherer Betrachtung besonders die Wirtschaftlichkeit begünstigende Randbedingungen angenommen haben, für alle Technologien die Unwirtschaftlichkeit festgestellt.

Die einzige Anwendung, bei der die untersuchten Quellen übereinstimmen, dass Wirtschaftlichkeit erzielt werden kann, ist die Bereitstellung von Primärregelleistung. Dies gilt laut den Quellen nicht nur für die Vergangenheit (2006 bis 2008), sondern auch für die Zukunft (2030), wobei zwischenzeitlich (2020) keine Wirtschaftlichkeit gegeben ist. Allerdings ist zu beachten, dass bisher nur wenige Quellen die Wirtschaftlichkeit von Primärregelleistung betrachtet haben, sogar nur eine Quelle in Bezug auf zukünftige Jahre. Aufgrund der in den Präqualifikationsbedingungen geforderten Reaktionszeit ist die Bereitstellung von Primärregelleistung den verschiedenen Batterietechnologien vorbehalten.

Zwei Quellen untersuchen zudem die Bereitstellung von Regelleistung (PRL, SRL, MRL) mittels mobilen Batteriespeichern in Elektrofahrzeugen. Auch hier zeigt sich die Bereitstellung von Primärregelleistung als wirtschaftlich. Hinsichtlich SRL und MRL zeigt sich die Wirtschaftlichkeit als indifferent. Während sich die Bereitstellung von positiver Regelleistung in allen untersuchten Szenarien als unwirtschaftlich erwiesen hat, kann mit der Bereitstellung von negativer Regelleistung Wirtschaftlichkeit erzielt werden. Dabei erweist es sich zum einen als vorteilhaft, dass ein Teil der notwendigen Aufladung kostengünstig durch die negativen Regelleistungsabrufe bereitgestellt wird, anstatt den Strom zum Endkudentarif zu beziehen. Zum anderen wird keine bidirektionale Ladeelektronik benötigt. Die zugrundeliegenden Szenarienrechnungen beziehen sich auf die Gegenwart, setzen jedoch sehr niedrige Batterieinvestitionskosten voraus, die durch Skaleneffekte erst in der Zukunft zu erreichen sind.

Bei der Bereitstellung von SRL und MRL durch stationäre Stromspeicher ergibt sich dagegen ein indifferentes Ergebnis. Die überwiegende Anzahl an Quellen beschreibt diese Anwendungen als unwirtschaftlich. Lediglich Großspeicherkraftwerke (PHES, ACAES) konnten in den vergangenen Jahren unter gewissen Umständen Wirtschaftlichkeit erreichen. Dabei wird in zwei Quellen hervorgehoben, dass insbesondere die Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung zu hohen Deckungsbeiträgen führt. Positive Sekundärregelleistung sowie positive und negative Minutenreserve erwies sich dagegen als in der Regel unwirtschaftlich. Eine Prognose für die Zukunft ist aufgrund der dünnen Quellenlage nicht möglich. Neben der Entwicklung des Preisniveaus am Regelleistungsmarkt sind dabei vor allem die tatsächlichen Investitionskosten konkreter PHES- oder ACAES-Projekte von Bedeutung.

Ein ähnlich indifferentes Bild ergibt sich für den Einsatz von Kleinbatterien beim Endverbraucher zu dem Zweck der Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs. Einflussfaktoren darauf, ob Wirtschaftlichkeit erzielt werden kann, sind vor allem die angenommenen Investitionskosten sowie die Höhe der Vergütung für den in das Netz eingespeisten PV-Strom. Darüber hinaus ist es essentiell, dass die installierte Speicherkapazität optimal auf die installierte PV-Leistung abgestimmt wird. Aufgrund der geringeren Investitionskosten deutet sich in den ausgewerteten Quellen an, dass Blei-Säure-Batterien trotz der schlechteren technologischen Performance aktuell gegenüber Li-Ion-Batterien zu bevorzugen sind, in der Regel jedoch auch keine Wirtschaftlichkeit erreichen können. Dabei präsentiert [iE 2014] eine auf dem Markt existierende Blei-Säure-Batterie, die aufgrund ihrer niedrigen Ersatzinvestitionskosten bereits unter dem 2014er-EEG-Einspeisetarif wirtschaftlich wäre.

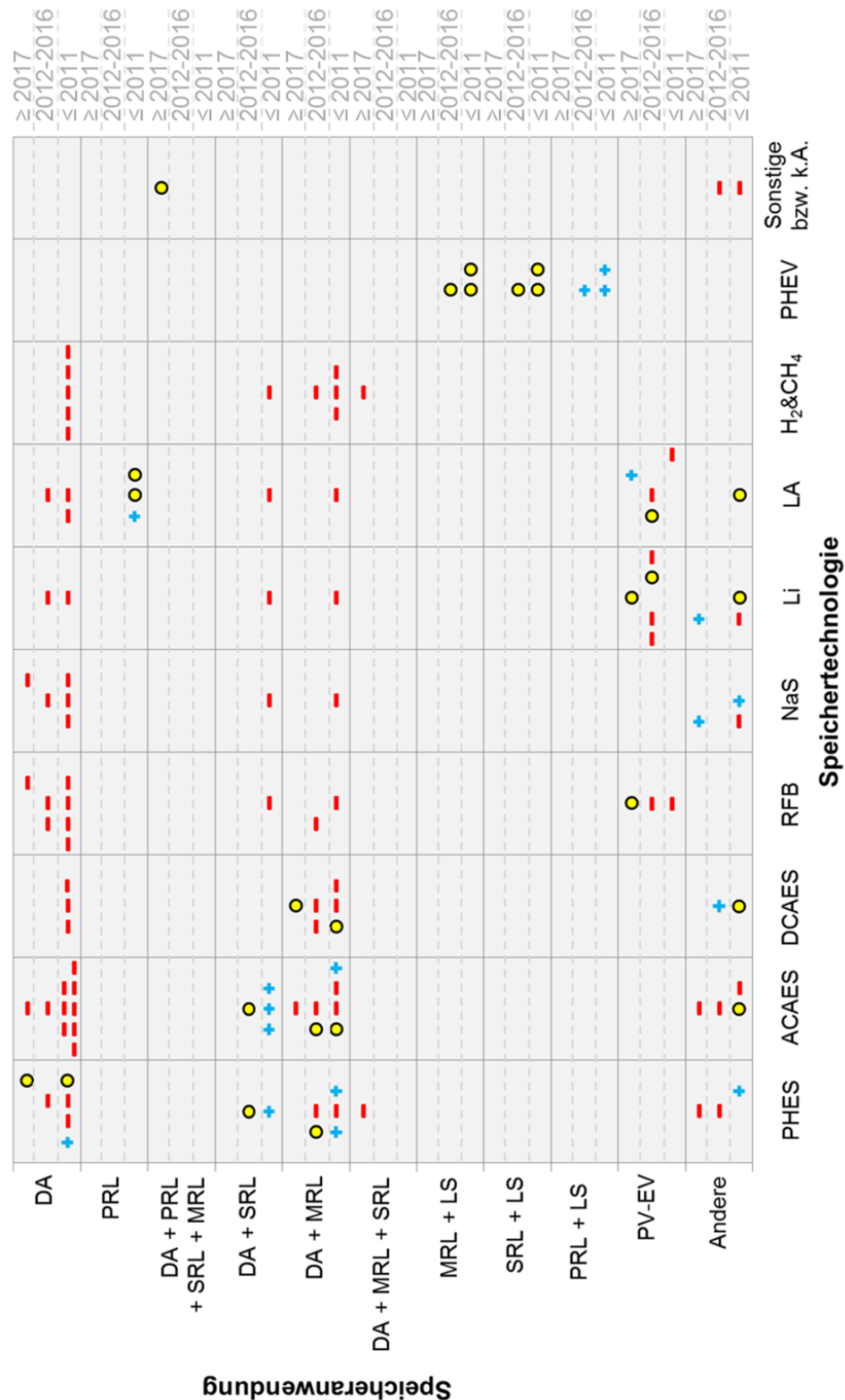
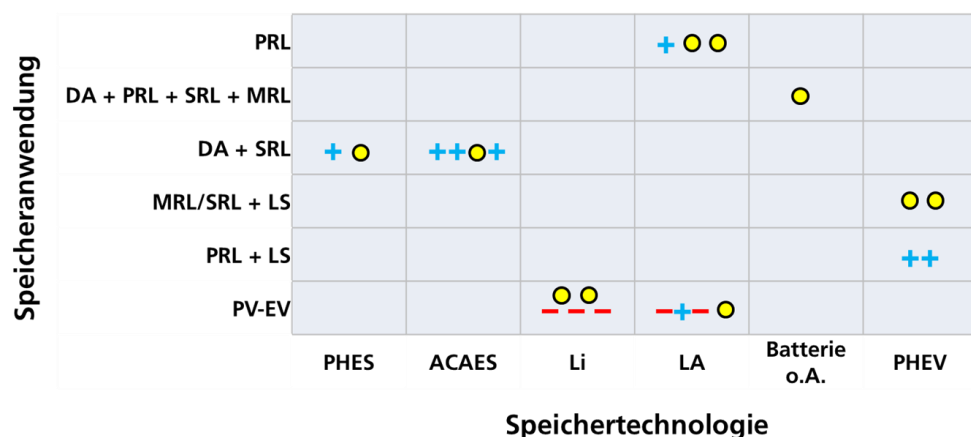


Abbildung 3-13: Aussagen zur Wirtschaftlichkeit verschiedener Kombinationen aus Speichertechnologie und -anwendung

3.7.4 Fazit

Analog zu AP 4.1 »Erlöspotenziale von Speichern«, liegt auch bei der Wirtschaftlichkeit von Speichern die Hauptdatenlücke im Bereich des Intraday-Handels und der Primärregelleistung (alleine sowie kombiniert mit anderen Regelleistungsarten). Insgesamt handelt es sich bei den in der Literatur zu findenden Daten überwiegend um historische Werte (2001-2013), Aussagen und Daten zu zukünftiger Wirtschaftlichkeit sind sehr selten. Zudem stellt insbesondere die Vielzahl verschiedener Kennzahlen zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit einer Speichieranwendung eine große Herausforderung dar, da nicht jede Kennzahl in eine vergleichbare Kennzahl überführt werden kann und somit eine Befundintegration nicht möglich ist.

- Zur Primärregelleistung existieren insgesamt nur wenige Studien, diese jedoch sehen einheitlich die Bereitstellung von Primärregelleistung durch Batteriespeicher als wirtschaftlich an.
- Im Bereich der mobilen Batterien in Elektrofahrzeugen kann sowohl mit der Bereitstellung von Primärregelleistung als auch mit negativer Sekundärregelleistung und negativer Minutenreserve Wirtschaftlichkeit erreicht werden.
- Zukünftig kann die Kombination aus Kleinbatterien (Li-Ion und LA), abhängig von den Investitionskosten sowie der Einspeisevergütung, ebenfalls Wirtschaftlichkeit erreichen. Eine Quelle hat für eine existierende LA-Batterie sogar bereits unter den aktuellen (2014) Randbedingungen Wirtschaftlichkeit errechnet.
- In der Vergangenheit ließen sich Großspeicher (PHES+ACAES) in Kombination mit negativer Sekundärregelleistung ebenfalls wirtschaftlich betreiben.
- Alle anderen Anwendungen sind unter den derzeitigen Rahmenbedingungen sowohl aktuell als auch zukünftig nicht wirtschaftlich.



DA = Day-Ahead-Spotmarkt; ID = Intraday-Spotmarkt; PRL = Primärregelleistung; SRL = Sekundärregelleistung; MRL = Minutenreserve; LS = Ladestrom-Substitution; PV-EV = Erhöhung PV-Eigenverbrauch; - = Unwirtschaftlich; o = Bedingt Wirtschaftlich; + = Wirtschaftlich

Abbildung 3-14: Übersicht über die als wirtschaftlich bzw. als bedingt wirtschaftlich identifizierten Kombinationen aus Speichertechnologie- und anwendung

3.8 AP 5.2 »Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen«

3.8.1 Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n



- Wie verhält sich die Wirtschaftlichkeit von Speichern im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen?

Ziel dieses Arbeitspaketes ist es, Quellen auszuwerten, welche für einen bestimmten Einsatzzweck untersuchen, ob für diesen ein Stromspeicher oder eine alternative Flexibilitätsoptionen wirtschaftlich besser geeignet ist. Quellen, welche ausschließlich die Wirtschaftlichkeit alternativer Flexibilitätsoptionen betrachten, werden hier nicht berücksichtigt. Quellen, die ausschließlich die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern untersuchen, wurden bereits ausführlich in Kapitel 3.7 sowie in Bezug auf modellendogenen Speicherzubau zusätzlich auch in Kapitel 3.1 evaluiert. Mögliche Flexibilitätsoptionen sind die Abregelung von EE-Überschussstrom, der Ausbau von Netz und Betriebsmitteln, Einsatz flexibler Kraftwerke, die Nutzung von Power-to-Heat oder die Durchführung von Lastmanagement.

3.8.2 Clusterung

Bei der Sichtung der zusammengetragenen Literatur haben sich drei verschiedene Pfade ergeben. Diese definieren sich über den Betrachtungsfokus, welchen sie setzen. Es kann eine grundlegende Unterscheidung getroffen werden, zwischen Quellen, die einen volkswirtschaftlichen bzw. gesamtsystemischen Blickwinkel einnehmen, und Quellen, die aus der betriebswirtschaftlichen Sicht eines Akteurs die Wirtschaftlichkeit verschiedener Technologieoptionen abwägen. Innerhalb der Quellen mit volkswirtschaftlichem Betrachtungsfokus kann zudem zwischen der Erzeugungssicht (Kraftwerkspark Deutschland) und der Netzsicht (Verteilnetz) differenziert werden.

Für die Detailauswertung werden daher die folgenden Pfade betrachtet (vgl. Abbildung 3-15):

1. Wirtschaftlichkeit von Speichern im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen im Rahmen gesamtsystemischer Studien
2. Wirtschaftlichkeit von Speichern im Vergleich zum konventionellen Netzausbau in Verteilnetzen
3. Wirtschaftlichkeit von Speichern im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen im Rahmen betriebswirtschaftlicher Betrachtungen

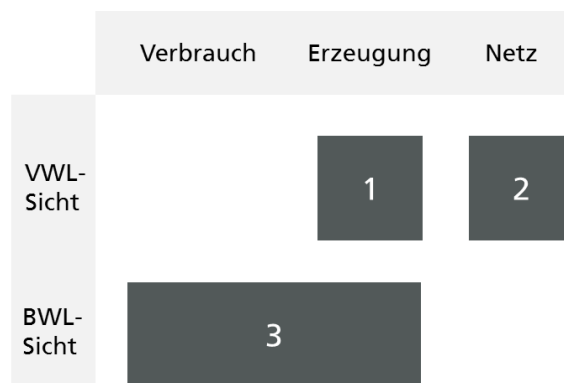


Abbildung 3-15: Clusterübersicht zum Thema „Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen“

3.8.3 Zusammenfassung

Der Vergleich von Stromspeichern zu anderen Flexibilitätstechnologien kann aus unterschiedlichen Betrachtungswinkeln erfolgen, was sich in der Heterogenität der Quellen deutlich widerspiegelt.

Im Rahmen des Gesamtsystems stellen in den 2020er- und 2030er-Szenarien Gasturbinen und GuD-Kraftwerke eine günstigere Option gegenüber neuen Speichern dar. Erst mit einem sehr hohen Anteil erneuerbarer Energien in den 2050er-Szenarien sind Speicher z.B. Batterien unter Umständen eine günstigere Option. Die Nutzung der Flexibilität von Biomasse- und KWK-Anlagen sowie DSM wird – sofern sie berücksichtigt wird – eigentlich immer vorausgesetzt und nicht im Wettbewerb zu Speichern und Gaskraftwerken betrachtet. Eine kostengünstigere Erschließung dieser Flexibilitätspotentiale wird daher in den Quellen implizit angenommen, ohne dies jedoch zu belegen. Auf Basis der analysierten Quellen kann daher die Fragestellung, ob Stromspeicher oder die Summe anderer Flexibilitätsoptionen aus volkswirtschaftlicher Sicht wirtschaftlicher sind, nicht beantwortet werden.

Die Analyse verschiedener Studien zum Einsatz von Speichern zur Vermeidung des Verteilnetzausbaus zeigt, dass die Wirtschaftlichkeit dieser Lösung stark von den Annahmen abhängt. Speicher stellen zwar grundsätzlich eine Lösung zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs dar, sehen sich aber einem harten Kostenwettbewerb ausgesetzt, da andere Lösungen aktuell kosteneffizienter sind und klaren regulatorischen Rahmenbedingungen unterliegen. Die Studien weisen darauf hin, dass Speicher aktuell und in Zukunft nur als kosteneffiziente Alternative zum Netzausbau in der Niederspannung gesehen werden können. Des Weiteren kann ein marktdienlicher Speicherbetrieb die Netzausbaukosten deutlich erhöhen. Da in allen Studien die Betriebskosten für Netz- und Speicherverluste vernachlässigt wurden, muss damit gerechnet werden, dass die dargestellten Kosten bzw. Einsparpotenziale durch Speichereinsatz zur Vermeidung von konventionellem Netzausbau durch den VNB eher die untere Kostengrenze bzw. das maximale Einsparpotenzial darstellen. Des Weiteren fällt auf, dass keine der Studien die aktuellen Trends zu tieferen Einspeiselimits wie 60 % oder 40 % der installierten PV-Nennleistung in Kombination mit Speichersystemen analysiert. Gerade in der Niederspannung können hier weitere Kostensenkungen beim Netzausbau realisiert werden. Dabei müssen die Kosten für den Speicher nicht zwangsläufig

durch den VNB getragen werden, da der PV-Anlagenbetreiber zur Eigenverbrauchserhöhung in den Speicher investiert. Die Kosten für Speicherverluste liegen in dieser Variante auch nicht beim VNB. Allerdings ist dann entscheidend, ob der Speicher situationsabhängig netzdienlich betrieben werden kann und auch so in der VNB-Netzplanung berücksichtigt wird.

Ein dritter Typ von Quellen vergleicht Stromspeicher mit alternativen Flexibilitätstechnologien aus der betriebswirtschaftlichen Sicht einzelner Akteure. Es gibt nur sehr wenige Quellen dieses Typs, die sich hinsichtlich des betrachteten Szenarios außerdem deutlich unterscheiden. Zwei der drei Quellen kommen zu dem Ergebnis, dass ein Stromspeicher wirtschaftlicher ist als die jeweils untersuchte Alternative (Abregelung PV-Anlage für Bereitstellung Primärregelleistung, GuD- bzw. Braunkohlekraftwerk als Ergänzung des Erzeugungsportfolios). Bei der dritten Quelle ist in Abhängigkeit der gewählten Eingangsparameter teilweise der Stromspeicher, teilweise die Alternative (Heizstab zur thermischen Verwertung von PV-Überschussstrom) wirtschaftlicher. Eine verallgemeinernde Aussage, ob und in welcher Anwendung Stromspeicher oder die verschiedenen Flexibilitätsoptionen wirtschaftlicher sind, kann auf Basis der vorliegenden Quellen nicht getroffen werden.

3.8.4 Fazit

Zur Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen existieren wenige belastbare Untersuchungen. In den Studien, die eine bestimmte Technologie betrachten, wird in der Regel kein direkter Vergleich geführt. So werden Flexibilitätsoptionen entweder nicht betrachtet oder implizit eine wirtschaftliche Erschließung der Flexibilitätsoptionen vorausgesetzt. Ebenfalls findet sich nur eine sehr geringe Anzahl an Studien, die eine ökonomische Bewertung von Speichern als Alternative zum konventionellen Verteilnetzausbau vornehmen. Die Kostenvergleichsrechnung ist in den entsprechenden Untersuchungen nicht ausreichend detailliert oder nachvollziehbar.

- Die Wirtschaftlichkeit von Speichern im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen hängt wesentlich von den ggf. impliziten Annahmen der betrachteten Studien ab.
- Zur Beurteilung von Speichern als Alternative zum Verteilnetz mangelt es an vergleichbaren, deutschlandweiten Studien. Eine Studie sieht Speicher aktuell und auch zukünftig lediglich im NS-Netz als wirtschaftliche Option zum Verteilnetzausbau.

3.9 AP 6 »Einsatz Power-to-Gas«

Ziel dieses Kapitels ist es einen Überblick über die potenzielle Rolle von Power-to-Gas (PtG) im zukünftigen Energieversorgungssystem zu geben. Hierfür werden auf Basis existierender Literatur zur Thematik Antworten zu den folgenden Leitfragen zusammengestellt.

3.9.1 Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n



- Welche Menge an PtG-Erzeugung wird erwartet und wie stellt sich die Nachfrage nach erneuerbaren chemischen Energieträgern (Wasserstoff/Methan über Elektrolyse) in den verschiedenen Nutzungspfaden dar?
- Wie stellt sich speziell die Elektrolyse zur Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff gegenüber der konventionellen Erdgasreformierung auf der Zeitachse wirtschaftlich dar?
- Welches Erlöspotenzial wird für das Speichergas in den verschiedenen Nutzungspfaden dargestellt?

Power-to-Gas (PtG) wird im Rahmen dieser Analyse allgemein als chemischer Prozess aufgefasst, bei welchem durch den Einsatz von Strom mittels Wasserelektrolyse Wasserstoff hergestellt wird. In Abhängigkeit von der Systemeinbindung des PtG-Prozesses wird der Wasserstoff direkt genutzt bzw. zwischengespeichert (für Rückverstromung), als Zusatzgas in die Gasnetzinfrastruktur eingespeist oder zu Methan umgesetzt. Durch diese sogenannte Methanisierung können die bereits existierenden Verteil-, Speicher- und Nutzungspfade der heutigen Erdgasinfrastruktur vollumfänglich genutzt.

Die erzeugten Produktgase Wasserstoff und Methan, werden im Rahmen dieser Analyse auch allgemein als Speichergase bezeichnet. In anderen Quellen findet man ebenfalls die Bezeichnungen EE-Gas, e-Gas, Windgas oder ähnliches.

3.9.2 Clusterung

Im Kontext der **Leitfrage 1**, die den erwarteten Einsatz der PtG-Technologie im zukünftigen Stromversorgungssystem adressiert, ergeben sich aus dem angestrebten Vergleich von verschiedenen Szenarioanalysen die gleichen Herausforderungen, die bereits in AP 1 »Speicherbedarf« erläutert wurden. Auch die Szenarioanalysen, die Aussagen über einen potenziellen Einsatzbereich der PtG-Technologie treffen, beinhalten sehr unterschiedliche Annahmen zum Betrachtungsraum (nur Deutschland bzw. Einbeziehung Europas), den Annahmen zum Netzausbau sowie der Annahmen zum Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) in Verknüpfung mit der Zeitschiene (entsprechend dieser Kriterien wurde in AP 1 die Clusterung der Quellen vorgenommen bzw. unterschiedliche Ergebnisdarstellungen gewählt).

Bezüglich der Untersuchungsfrage nach dem Einsatzgebiet der PtG-Technologie treten bei einem Vergleich der Szenarioanalysen darüber hinaus weitere Einflussfaktoren in den Vordergrund. So hat weiterhin die gewählte Systemgrenze bezüglich einer Einbeziehung der Energiesektoren Strom, Wärme und Verkehr in Verbindung mit den CO₂-Reduktionszielen bzw. des angestrebten EE-Anteils in den einzelnen Sektoren einen signifikanten Einfluss auf den potenziellen Einsatzbereich des Speichergases. Die Annahmen zu den zur Verfügung stehenden Klimaschutzoptionen und insbesondere zu den möglichen Kopplungselementen

zwischen den Sektoren durch Power-to-Gas, aber ebenso durch Power-to-Heat oder Power-to-Liquid haben in diesem Zusammenhang einen entscheidenden Einfluss auf den Einsatzbereich der PtG-Technologie.

Bei dieser weiter gefassten Systemgrenze wird der Einsatz der PtG-Technologie nicht, wie bei ausschließlichen Strom-zu-Strom-Speichern, in erster Linie durch einen Stromspeicherbedarf getrieben, sondern ebenfalls durch den gezielten Einsatz von erneuerbarem Speichergasen als Klimaschutzmaßnahme in weiteren Sektoren. Daher werden die Literaturstellen zur Beantwortung der ersten Leitfrage wie folgt geclustert:

Pfad 1a: Hier werden Quellen herangezogen, welche PtG-Energiespeicher im Kontext einer Betrachtung des Stromsektors beinhalten. Eine Clusterung der Quellen wird entsprechend der gewählten Systemgrenze bezüglich der Sektoren, für welche die PtG-Technologie bzw. das über PtG erzeugte Speichergas als Klimaschutzoption eingesetzt wird, getroffen. Die ausgewählten Quellen werden dabei wie folgt eingeteilt (siehe gestrichelte Linien in Abbildung 3-16):

- Analysen, die PtG ausschließlich zur Einspeicherung von erneuerbarer Stromerzeugung bzw. als Stromspeicher inklusive Rückverstromung des Speichergases betrachten (Abbildung 3-16: grüner Rahmen).
- Analysen, die zusätzlich zum Betrieb der PtG-Anlagen im Stromsektor explizit eine Nutzung der Speichergase im Verkehrssektor einbeziehen (Abbildung 3-16: gestrichelter violetter Rahmen).
- Und Untersuchungen, die darüber hinaus den Einsatz der Speichergase im Wärmesektor berücksichtigen (Abbildung 3-16: gestrichelter orange-ner Rahmen).

Als Vergleichsgröße werden für alle Quellen, die im Pfad 1a verglichen werden, die Strommengen herangezogen, die insgesamt durch die PtG-Technologie genutzt werden.

Pfad 1b: In Ergänzung zu Pfad 1a werden weiterhin ausgewiesene Speichergasmengen differenziert nach Verwendungszweck verglichen. Quellen die hier herangezogen werden beziehen den Stromsektor nicht notwendigerweise explizit mit ein, sondern fokussieren sich auf einen oder mehrere Einsatzgebiete des Speichergases. Quellen des Pfades 1a, die bezüglich des mengenmäßigen Einsatzes des Speichergases nach Anwendungsfeldern konkrete Aussagen treffen, werden hier ebenfalls mit einbezogen.

Die Analysen zur **Leitfrage 2** (Wasserstoffgestehungskosten) gliedern sich in zwei Pfade:

Pfad 2a bezieht alle Quellen ein, die Informationen zu den Herstellungskosten von Wasserstoff über Elektrolyse beinhalten und bestenfalls ihre Annahmen zu Investitionskosten, Strombezugskosten und Volllaststunden (VLS) offenlegen.

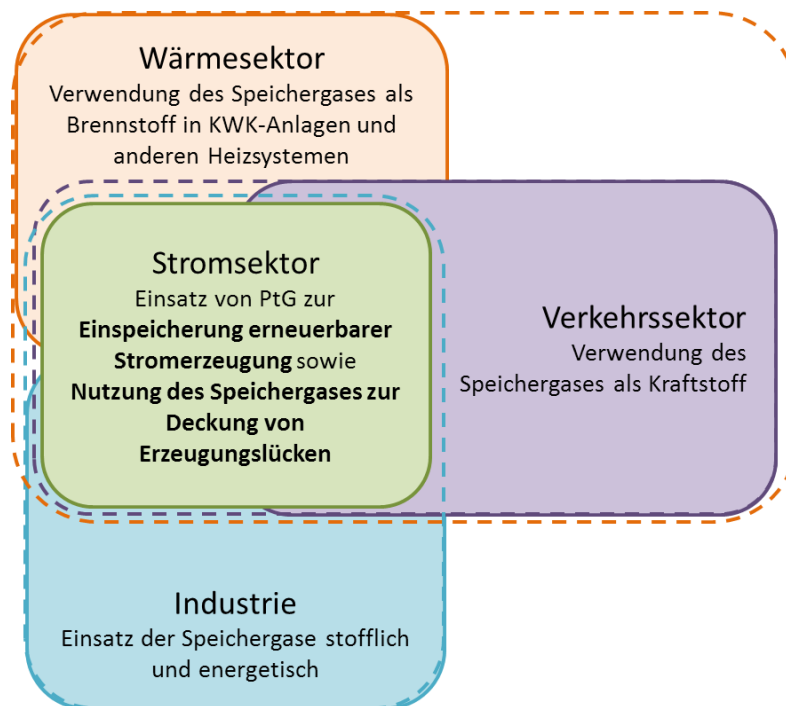


Abbildung 3-16: Clustering der Quellen für die Ergebnisanalyse der ersten Leitfrage

Pfad 2b bezieht Quellen ein, die einen Vergleich verschiedener Wasserstoffherstellungsverfahren beinhalten. Da sich die Werte aus verschiedenen Quellen z. T. deutlich unterscheiden und die einzelnen Annahmen und Kostenbestandteile oft nicht detailliert aufgeschlüsselt sind, scheint ein Vergleich verschiedener Technologien über unterschiedliche Quellen hinaus kaum möglich. Stattdessen werden verschiedene Quellen betrachtet, die in sich bereits einen Vergleich bzw. eine zeitliche Einordnung verschiedener Wasserstoffherstellungskosten beinhalten. Es wird davon ausgegangen, dass innerhalb einer Untersuchung ein Technologievergleich unter konsistenten Annahmen durchgeführt wurde.

Zur Bearbeitung der **Leitfragen 3** (Wert des Speichergases), wird eine Darstellung der Informationen aufgeschlüsselt nach den verschiedenen Einsatzgebieten der Speichergase gewählt. Insgesamt werden folgende Pfade definiert:

- Pfad 3a: Referenz fossiler Wasserstoff, hergestellt über Erdgasreformierung
- Pfad 3b: Wasserstoff als Grundstoff in der Industrie
- Pfad 3c: Einspeisung bzw. Speicherung im Erdgasnetz
- Pfad 3d: Rückverstromung; Einsatz von PtG als Stromspeicher
- Pfad 3e: Einsatz der Speichergases als Kraftstoff im Verkehrssektor
- Pfad 3f: Einsatz der Speichergase im Wärmesektor
- Pfad 3g: Weitere Erlöspotenziale durch inputorientierte Betriebsweisen (z. B. Regelleistung)

3.9.3 Zusammenfassung

Bezogen auf ein klimapolitisches Zieljahr konnte ein signifikantes mengenmäßiges Potenzial für den Einsatz von erneuerbaren chemischen Energieträgern zur Erreichung eines umfassenden THG-Minderungsziels um mindestens 80 % über alle Sektoren abgeleitet werden. Der Bereich der Strom-zu-Stromspeicherung spielt je nach Szenarioannahmen eine eher untergeordnete Rolle. Liegt der EE-Anteil bei etwa 80 %, so wird der Einsatzbereich der PtG-Technologie zur Einspeicherung im Bereich von 0 bis 40 TWh Strom pro Jahr für die Rückverstromung angegeben. Bei 100 %-EE-Stromversorgungsszenarien steigt die Angabe der oberen Grenze der Strommengen die durch PtG gespeichert werden auf etwa 90 TWh/a. In Analysen, die PtG als Klimaschutzoption in den Bereichen Verkehr, Wärme und/oder für den Einsatz in der Industrie (stofflich und energetisch) betrachten, nehmen die ausgewiesenen Speichergasmengen deutlich zu. In den betrachteten 100%-EE-Szenarien, welche die Bereiche Strom, Wärme und Verkehr umfassen, werden 250 bis 340 TWh Strom zur Herstellung erneuerbarer Speichergase angegeben. In [UBA 2014] wird darüber hinaus eine vollständige Dekarbonisierung der Industrie untersucht. Zur energetischen und stofflichen Nutzung alleine in diesem Bereich werden 220 und 280 TWh erneuerbares Methan pro Jahr ausgewiesen. Insgesamt wird deutlich, dass bei Unterstellung eines THG-Reduktionsziels von mindestens 80 % über alle Sektoren strombasierte chemische Energieträger in allen herangezogenen Untersuchungen einen hohen Stellenwert einnehmen.

In der Übergangsphase wird der Speichergaseinsatz sehr von der Zielvorstellung geprägt. Für einen ausschließlichen Einsatz im Stromsektor (auf Basis von Stromüberschüssen) wird die PtG-Technologie bis 2030 nur in wenigen Untersuchungen vorgesehen. Wird jedoch für ein späteres Zieljahr eine nennenswerte Nachfrage nach Speichergas aus anderen Sektoren unterstellt, so wird auch der Pfad zur Einführung der PtG-Technologie bereits in früheren Jahren mit Gasmengen bis zu etwa 40 TWh im Jahr 2030 beschrieben.

Die Analyse der Wasserstoffgestehungskosten über den PtG-Pfad (Wasserelektrolyse) zeigt, abhängig von einer großen Annahmen-Varianz auch eine deutliche Bandbreite der Ergebnisse auf. Besonders hohen Einfluss auf die angegebenen Wasserstoffgestehungskosten haben die unterstellten Strombezugskosten (Energiepreis sowie Annahmen zu Steuern und Abgaben auf den Strombezug). Durch die unterstellten Betriebsmodelle (Überschussverwertung, direkter EE-Strombezug, preisgesteuerter Einsatz, Bereitstellung von Regelleistung, Bandbezug von Strom) ergeben sich unterschiedliche Vollaststunden, welche zum einen oft mit den Strombezugskosten verknüpft sind und zum anderen aufgrund des Fixkostenbeitrages eine deutliche Einflussgröße auf die Wasserstoffgestehungskosten haben. Für 2030 zeigen die untersuchten Quellen eine Spanne von 0,10 bis 0,35 €/kWh Wasserstoff auf, wobei die obere Grenze die Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff mit 1200 VLS beschreibt. Die untere Grenze wird durch höhere VLS sowie geringere Investitionskosten (z. B. auch ohne die explizite Berücksichtigung von Einspeise- oder Speichieranlagen) bestimmt. Für das Szenariojahr 2050 werden Wasserstoffgestehungskosten von etwa 0,07 €/kWh angegeben, wobei zu beachten ist, dass diese Größenordnung nur auf zwei Studien beruht. Generell wurde ein deutliches Kostensenkungspotenzial sichtbar. Dies wird sowohl durch technologiebezogenen Lernkurven, als auch durch die Erwartung von erhöhten Einsatzstunden zu günstigeren Strompreisen bei steigendem EE-Ausbau begründet.

Im Vergleich zu den fossilen Herstellungspfaden wurde deutlich, dass die Wasserstoffherstellung über PtG eine verhältnismäßig teure Option darstellt. Erst langfristig ergibt sich ein vergleichbares Kostenniveau. Dies ist zum einen durch die sinkenden Gestehungskosten im PtG-Pfad und zum anderen durch die steigenden Erdgas- und CO₂-Preise für die Erdgasdampfreformierung begründet.

Die unterschiedlichen Quellen, welche bezüglich des zu erwartenden Erlöspotenzials für PtG eine Aussage treffen, zeigen ein recht einheitliches Bild. Das höchste Erlöspotenzial wird für den Einsatz der Speichergase als Kraftstoff gesehen. Für diesen Anwendungsfall werden maximal 0,18 €/kWh angegeben wobei hier das Erlöspotenzial ab PtG-Anlage angegeben ist. Für das Erlöspotenzial ab Tankstelle steigt der Preis bedingt durch zusätzliche Aufwendungen für den Transport des Wasserstoffs zur Tankstelle und den Betrieb der Wasserstofftankstelle ggf. um etwa 0,12 €/kWh. In den Bereichen Rückverstromung, Einspeisung bzw. Nutzung der Speichergase über das Erdgasnetz sowie für den Einsatz in der Industrie wird das maximale Erlöspotenzial je kWh deutlich geringer eingeschätzt. Der Vergleich wird hier über fossiles Erdgas bzw. die H₂-herstellung über Erdgasdampfreformierung gebildet. Als wesentlicher Einflussfaktor auf das Erlöspotenzial für diese Anwendungsbereiche ist somit die Entwicklung des Preises für fossiles Erdgas, sowie die Entwicklung des CO₂-Zertifikatspreis zu sehen. Fazit

3.9.4 Fazit

Zum Thema Power-to-Gas existiert eine Vielzahl an Quellen, die die hier gestellten Leitfragen jedoch häufig nicht explizit untersuchen oder nur qualitative Aussagen treffen, so dass konkrete Aussagen über das Potenzial dieser Technologie nur eingeschränkt abgeleitet werden können. Darüber hinaus ist die Vergleichbarkeit der Quellen untereinander zumeist nur eingeschränkt gegeben, da bspw. im Bereich der Wasserstoffgestehungskosten häufig abweichende Annahmen zu Volllaststunden und Strombezugskosten getroffen werden und die genannten Kostenbestandteile variieren. Zusammenfassend lassen sich folgende Aussagen treffen:

- Der Einsatz von Speichergas zur Rückverstromung spielt insgesamt eine untergeordnete Rolle. Das mengenmäßige Potenzial dieser Technologie insbesondere zur Erreichung von THG-Minderungszielen, wird vorwiegend im Bereich Verkehr, Industrie und Wärme gesehen.
- Die Herstellung von chemischen Energieträgern (Wasserstoff und Methan) über PtG ist derzeit noch eine teure Option, langfristig wird jedoch, abhängig von VLS, Strombezugskosten sowie Skalen- und Lernkurveneffekten der PtG-Anlagen, ein sinkender Preis erwartet. Die zeitliche Entwicklung hängt dabei insbesondere von EE-Ausbau, verfolgten THG-Minderungszielen und möglichen zukünftigen Regularien, bspw. von geringen Steuern und Abgaben auf den Strombezug, ab, da diese Rahmenbedingungen einen großen Einfluss auf die wirtschaftlichen Einsatzmöglichkeiten der Technologie bzw. auf die Nachfrage nach erneuerbarem Speichergas haben.
- Das höchste Erlöspotenzial mit bis zu 0,30 €/kWh wird für den Einsatz von Speichergas im Verkehrssektor (Preis ab Tankstelle) angegeben.

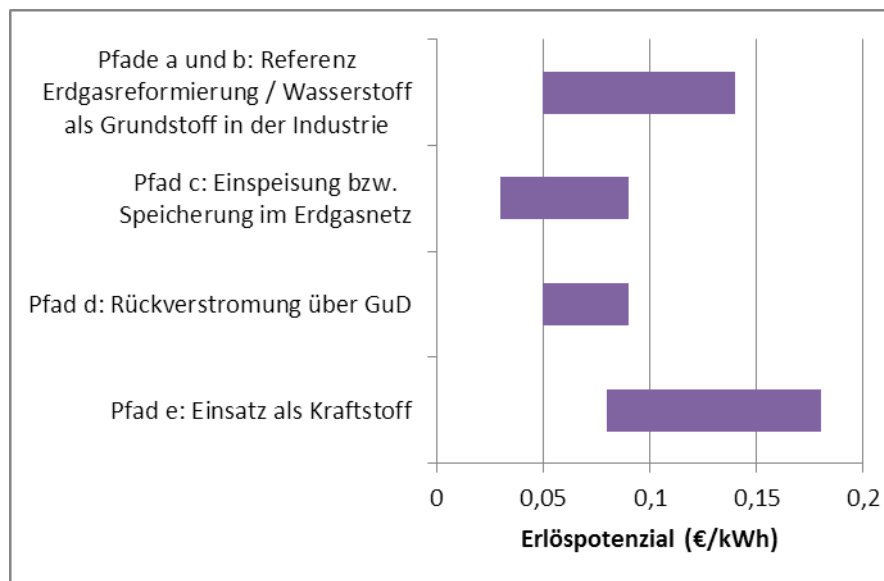


Abbildung 3-17: Erlöspotenzial für erneuerbaren Wasserstoff für verschiedene Einsatzgebiete für den Zeitraum bis 2030

3.10 AP 7 »Speicher im Strommarkt«

3.10.1 Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n

- ?
- Welche Anpassungsvorschläge im Marktdesign gibt es, um Speichern faire Wettbewerbskondition im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen zu ermöglichen?
 - Welche bestehenden Hemmnisse sollten abgebaut werden, um das Erlöspotenzial von Speichern zu erschließen?

3.10.2 Clusterung

Tabelle 3-9: Einordnung der untersuchten Studien in Maßnahmen (Zusatz von Märkten, Abbau von Hemmnissen) und Schwerpunkten (Gezielt Speicher, Flexibilitätsoptionen im Wettbewerb)

		Schwerpunkt	
		Gezielt Speicher	Alle Flexibilitätsoptionen im Wettbewerb
Maßnahmen	Abbau von Hemmnissen	- [Agora 2014]: Stromspeicher in der Energiewende - [dena 2014]: Positionspapier: Den wirtschaftlichen Betrieb von Pumpspeicherwerken ermöglichen - [efzn 2013]: Eignung von Speichertechnologien (...) - [Fraunhofer IWES et al. 2014b]: Roadmap Speicher - [ZSW 2014]: Dynamische Simulation der Ausbauszenarien für erneuerbare Stromversorgung (...)	- [Connect Energy Economics 2014]: Leitstudie Strommarkt - [Consentec 2012]: Versorgungssicherheit effizient gestalten - [Frontier Economics und Consentec 2014]: Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen - [Frontier Economics und Formaet 2014]: Strommarkt in Deutschland - [Fraunhofer IWES et al. 2014b]: Roadmap Speicher - [BEE et al. 2012]: Kompassstudie Marktdesign - [r2b 2014]: Leiststudie Strommarkt
	Zusatz von Märkten	- [Agora 2014]: Stromspeicher in der Energiewende - [dena 2014]: Positionspapier: Den wirtschaftlichen Betrieb von Pumpspeicherwerken ermöglichen - [efzn 2013]: Eignung von Speichertechnologien (...) - [NREL 2010]: Role of storage - [ZSW 2014]: Dynamische Simulation der Ausbauszenarien für erneuerbare Stromversorgung (...)	- [BET 2011]: Kapazitätsmarkt - [Consentec 2012]: Versorgungssicherheit effizient gestalten - [ewi 2012]: Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign - [BEE et al. 2012]: Kompassstudie Marktdesign
	Anzahl	6 Studien (ohne Dopplungen)	9 Studien (ohne Dopplungen)

Zahlreiche Studien beschäftigen sich mit der Frage inwiefern die Ausgestaltung der heutigen Energiemärkte ausreichende Anreize für die Investitionsbereitschaft in flexible Kapazitäten bei einer zukünftig weitestgehend regenerativen Energieversorgung bietet. Bei der Mehrzahl der untersuchten Studien werden flexible Anlagen generell adressiert und unter diesem Begriff flexible Erzeuger und Ver-

braucher sowie Speicher zusammengefasst. Entsprechend der vorgeschlagenen Maßnahmen (Zusatz von Märkten, Abbau von Hemmnissen) und Schwerpunkte (Gezielt Speicher, Flexibilitätsoptionen im Wettbewerb) können die Studien wie in Tabelle 3-9 sortiert werden. Insbesondere beim Kriterium Maßnahmen ist eine scharfe Abtrennung bei manchen Studien kaum möglich, da der Abbau von Hemmnissen häufig nur in Verbindung mit weiteren Bedingungen ein ausreichendes Maß an Investitionsbereitschaft in flexible Kapazitäten bieten kann oder aber für Übergangsphasen zusätzliche Märkte oder Fördermechanismen vorgeschlagen werden.

3.10.3 Zusammenfassung

Die Studien, die zur Frage nach Anpassungsvorschlägen und Hemmnissen im Marktdesign ausgewertet wurden, beschäftigen sich sowohl gezielt mit der Marktintegration von Speichern als auch mit weiteren insbesondere dezentralen und verbrauchsseitigen Alternativen zur Erschließung von flexiblen Kapazitäten im Stromsystem. In den Studien wird der gezielte Abbau von Hemmnissen für den Marktzugang als auch die Einführung neuer Märkte, insbesondere Kapazitätsmärkte und Systemdienstleistungsmärkte, diskutiert.

Kapazitätsmärkte sollen vorwiegend eine Finanzierung von Investitionen in Kraftwerke, Speicher oder andere technische Möglichkeiten zur Bereitstellung gesicherter Leistung ermöglichen, da die derzeitigen Spot- und Terminmärkte keine ausreichende Grundlage für eine Investitionsentscheidung bieten. Es wird aber auch diskutiert, dass die Absicherung der Kapazität im Kontext einer europäischen Koordination erfolgen sollte. Systemdienstleistungsmärkte werden vorgeschlagen um die technische Unterstützung des Netzbetriebs, die bisher vor allem durch konventionelle Kraftwerke sowieso oder über vertraglich geregelte (Entschädigungs-)Zahlungen geleistet wird, in Märkte zu überführen zu denen andere mögliche Anbieter ebenfalls Zugang haben.

Es werden in den Studien aber auch eine Reihe von Hemmnisse diskutiert, deren Ausräumung eine verbesserte Finanzierungsgrundlage für Investitionen zur verbrauchs- oder erzeugungsseitigen Flexibilisierung ermöglichen würde. Die angesprochene Produktlänge in der Vortagesauktion im Spotmarkt wurde zumindest seit Einführung der Viertelstundenkontrakt-Auktion durch die EPES SPOT SE bereits umgesetzt. Des Weiteren wird diskutiert, dass die Preisbildung die Knappheit im Markt nur begrenzt abbilden kann. Mit einem kürzen Vorlaufzeit des Handels (Gate-Closure) könnte zudem Flexibilität besser bei kurzfristig hohem Flexibilitätsbedarf im Markt genutzt werden. Der Bedarf an solch kurzfristiger Flexibilität könnte zudem durch Anpassungen im Bilanzkreismanagement angeregt werden. Es wird außerdem diskutiert, dass Regelleistungsmärkte sowohl für neue Anbieter durch Anpassungen von Präqualifikationsbedingungen und Produktlängen als auch schneller in Richtung einer europaweiten Beschaffung geöffnet werden sollen. Die entstehende Mindesteinspeisung durch konventionelle Kraftwerke (must run-units) wird als weiteres Hemmnis des Markts diskutiert, das durch einen stromgeführten Betrieb der Kraft-Wärme-Kopplung und einer kraftwerksunabhängigen Blindleistungsbeschaffung ausgeräumt werden könnte. Preisbestandteile, die die Knappheit des Markts für Verbraucher oder Erzeuger verzerren und zeitliche Verschiebung unterbinden, werden ebenso als Markthemmnis gesehen. Hierbei werden Netzentgelte, Umlagen und die EEG-Einspeisungsvergütung genannt. Zudem wird eine Ungleichheit bei der Besteuerung und Umlagenbelastung für verschiedene Speichertechniken diskutiert. Schließlich

wird der Handel mit Emissionszertifikaten als reformbedürftig erachtet um ausreichend Signale für emissionsarme Techniken und Speicher zu setzen.

In den letzten Jahren behandeln Studien zunehmend die Ausgestaltung des Marktdesigns, insbesondere mit einem zeitlichen Horizont bis 2030. Der Fokus liegt dabei vor allem auf der Versorgungssicherheit und der Wirtschaftlichkeit. Aufgrund der perspektivisch fehlenden Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken bei zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien wurde zunächst in den Studien die fehlende Investitionssicherheit mit begleitenden Maßnahmen wie z. B. einem Kapazitätsmarkt kompensiert.

Jüngere Studien stellen der Einführung zusätzlicher Fördermechanismen zunächst den Abbau von Hemmnissen im aktuellen Marktdesign voran. Der gezielte Abbau von Hemmnissen soll sowohl den Bedarf an Flexibilität reduzieren z. B. durch eine stärkere europäische Koordination als auch Investitionen in flexible Kapazitäten attraktiver machen. Weiterführende Empfehlungen gehen dahin, speziell für Speicher nur punktuelle Hemmnisse abzubauen wie die Ungleichbehandlung der Stromsteuer aber generell das Speicherrecht zusammen und im Wettbewerb mit anderen Flexibilitätsoptionen sukzessive in einem einheitlichen Recht weiterzuentwickeln.

3.10.4 Fazit

Insgesamt ist Anzahl verfügbarer Quellen zum Marktdesign mit Bezug auf Speicher oder andere flexible Kapazitäten noch sehr klein. Auf Basis der vorliegenden Daten lässt sich das Problemfeld aufzeigen, jedoch ist eine Ableitung konsensfähiger Handlungsempfehlungen nicht möglich.

- Erste Studien, die das Marktdesign adressieren, favorisieren überwiegend die Schaffung neuer Märkte (bspw. Kapazitätsmärkte) mit einem starken Fokus auf der nationalen Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit.
- Neuere Studien analysieren mehr Details des Strommarktdesigns und priorisieren zunächst einen Abbau von Hemmnissen zur Reduzierung des Flexibilitätsbedarfs, z. B. durch eine stärkere europäische Koordination, oder einen verbesserten Marktzugang potentieller flexibler Kapazitäten. Zusätzlich empfehlen sie die Schaffung eines einheitlichen Rechtsrahmens für Speicher und andere Flexibilitätsoptionen.
- Das Thema Marktdesign wird in den Studien vorrangig auf der Ebene des Stromgroßhandels behandelt. Mit deutlich geringerer Tiefe werden der Einfluss oder die Rückwirkungen des Strommarktdesigns auf das Verteilnetz untersucht. Es ist nicht untersucht, welche Effekte ein marktorientierter Einsatz vieler dezentraler Speicher und Lasten (z.B. PV-Speicher-Systeme oder Wärmepumpen in Haushalten) auf die Verteilnetze hat oder umgekehrt.

4 Methodisches Fazit

Wie im einleitenden Kapitel zur Methodik erläutert, bietet eine Metastudie die Möglichkeit eine wertende, möglichst umfassende Übersicht über den aktuellen Stand der Forschung und Technik zu einem speziellen Thema zu erhalten. Um bei der Auswertung einer Vielzahl von Quellen, bspw. nicht »Äpfel mit Birnen« zu vergleichen, ist eine systematische Herangehensweise zwingend erforderlich.

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden insgesamt weit über 800 Quellen entsprechend der Methodik nach Cooper [Cooper 2010] zu insgesamt 20 Leitfragen in sieben Arbeitspaketen (vgl. Kapitel 2) recherchiert und aufbereitet. Anhand vorher definierter Ausschlusskriterien wurden Quellen aussortiert und die verbleibenden Literaturstellen nach Pfaden geclustert und ausgewertet.

Als Hauptausschlusskriterium bei der Sichtung der Quellen stellte sich der fehlende Fokus auf Deutschland heraus. Der zweithäufigste Grund war die fehlende Angabe zu der gewählten Methodik und/oder den getroffenen Annahmen bzw. Rahmenbedingungen (bspw. Zinssatz oder Abschreibedauer in Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen). Die Ausschlussgründe variieren je nach Leitfrage und Arbeitspaket. So ist beispielweise ein fehlender Fokus auf Deutschland für das AP 3 Investitionskosten kein Ausschlussgrund, für das technische Ausbaupotenzial (AP 2.1) einzelner Technologien ist es jedoch eine wichtige Voraussetzung. Umgekehrt spielt, anders als bei den Investitionskosten, die Transparenz der verwendeten Methodik für AP 2.1 eine untergeordnete Rolle, da es sich um eine technische Fragestellung handelt, und die Vollständigkeit oder der Detailgrad der benötigten Informationen im Vordergrund steht.

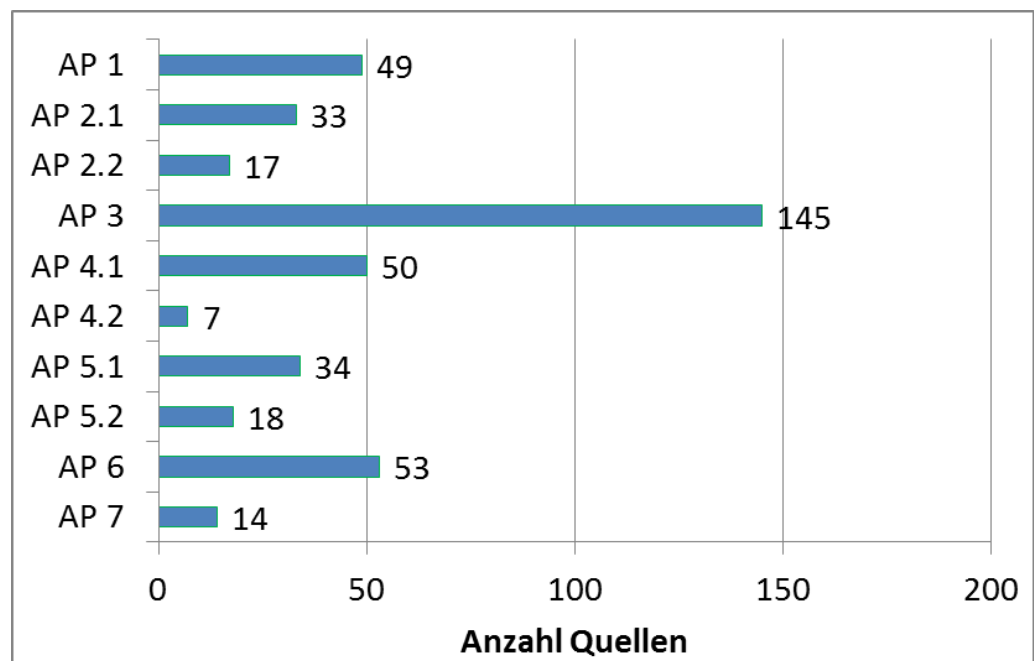


Abbildung 4-1: Übersicht Literaturstellen

Die Daten-/Studienlage zu den einzelnen Arbeitspaketen bzw. Leitfragen ist insgesamt sehr inhomogen. Dies betrifft sowohl die Anzahl (vgl. Abbildung 4-1) als auch die Art der vorliegenden Literaturstellen (z. B. Dissertationen, Artikel in

Fachjournalen oder Konferenzbeiträge). Auch das Verhältnis von Primär- zu Sekundärliteratur variiert zwischen den einzelnen Arbeitspaketen. So handelt es sich bspw. bei 60% der 50 ausgewerteten Quellen in AP 4.1 um Sekundärliteratur. In AP 4.2 beträgt der Anteil an Sekundärliteratur hingegen nur 43% von jedoch insgesamt lediglich sieben ausgewerteten Quellen.

In Abbildung 4-1 ist eine zahlenmäßige Übersicht der betrachteten Literatur sowie eine Zuordnung zu den einzelnen Arbeitspaketen dargestellt. Die Gesamtzahl der ausgewerteten Studien liegt leicht unterhalb der Summe der ausgewerteten Studien der Einzelkapitel, da manche Studien in mehreren Arbeitspaketen berücksichtigt wurden.

Eine Herausforderung bei der Clusterung der verschiedenen Annahmen war die teilweise sehr uneinheitliche »Sprache« bzw. die uneinheitlichen Bezeichnungen und Definitionen. Dies betraf im Besonderen einige Begrifflichkeiten im Themenbereich der Kosten und Erlöse für die Arbeitspakete 3, 4 und 5. Aber auch technischere Definitionen wie bspw. die Unterscheidung von Speicherbedarf, Energieausgleichsbedarf oder die Frage, was genau Überschussstrom darstellt in AP1. Dies erschwerte die Auswertung der Quellen erheblich und zeigte deutlich, wie wichtig klare und eindeutige Begriffsdefinitionen für eine verlässliche Vergleichbarkeit von Technologien oder Studien sind.

Der methodische Ansatz der Heterogenitätsanalyse und Befundintegration erlaubt es durch die oben genannte Clusterung eine Aussage über die Generalisierbarkeit bzw. Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Pfade zu treffen und gleichzeitig Widersprüche zu identifizieren. Kombiniert mit der systematischen Literaturauswertung und Reduzierung der Quellenanzahl auf Grund definierter Ausschlusskriterien können so, abhängig von der Datenlage, belastbare Aussagen zu den einzelnen Arbeitspaketen getroffen oder gezielt Forschungslücken aufgezeigt werden.

Eine Schwierigkeit ergibt sich jedoch dann, wenn die Fragestellungen der auszuwertenden Studien sehr breit und die Anzahl der variierten Parameter sehr groß bzw. die Eingangsparameter (bspw. Szenarien) so verschieden sind, dass eine Vergleichbarkeit nicht mehr gegeben ist. In diesen Fällen lässt sich eine Befundintegration nicht mehr oder nur noch sehr eingeschränkt leisten, da es keinen gemeinsamen Vergleichspunkt mehr in den Studien gibt (Referenzfall) bzw. sich dieser auch nicht aus den Studien ableiten lässt; daher können einige, inhaltlich jeweils sehr gute Studien aufgrund einer zu großen Varianz in den getroffenen Annahmen, nicht verglichen werden (»apple to orange problem«). Studien, die eine deutlich definierte und konkrete Fragestellung haben und entweder weniger Parameter variieren oder sich (auch) auf einen allgemeinen Referenzfall beziehen, sind hingegen sehr gut integrierbar und sind wertvolle Bausteine bei der Befundintegration. Für zukünftige Studien wäre es wünschenswert einen Referenzfall zu definieren, der immer auch mit betrachtet wird, so dass ein Mehr an Studien zur gleichen Fragestellung in der Befundintegration auch tatsächlichen einen Mehrwert generiert.

Insgesamt erweist sich der von [Cooper 2010] beschriebene Ansatz im ingenieurwissenschaftlichen Kontext als sehr geeignet zur Erstellung einer übergeordneten sowie wertenden Zusammenfassung des aktuell verfügbaren Stands in Forschung und Technik sowie vorhandener Forschungslücken.

5 Glossar

Deckungsbeitrag

In dieser Studie meint der Deckungsbeitrag den Bruttogewinn, also den Betrag, welcher zur Deckung der Fixkosten (Investitionskosten und fixe Betriebskosten) herangezogen werden kann. Er berechnet sich aus der Differenz zwischen Einnahmen und Ausgaben (d.h. dem Ertrag) für eine bestimmte Speicheranwendung abzüglich der beim Speicherbetrieb eventuell anfallenden variablen Betriebs- und Anfahrkosten.

Demand Side Integration

Sammelbegriff für Demand-Side-Management und Demand-Side-Response [VDE-Studie Demand Side Integration, 2012, S.10]

Demand-Side-Management

Demand-Side-Management (DSM) umfasst die direkte Beeinflussung des Energieverbrauchs auf der Verbraucherseite. Dabei kann der Energieverbrauch zu einem bestimmten Zeitpunkt erhöht oder reduziert werden. [VDE-Studie Demand Side Integration, 2012, S.10]

Demand-Response bzw. Demand-Side-Response

Demand-(Side-)Response umfasst die Reaktion des Verbrauchers auf ein Anreizsignal, welches meist monetär und zeitabhängig ist. Der Kunde kann seinen Energiebezug so optimieren, dass er seinen Energiebedarf in die günstigeren Tarifzeiten legt. Die Laständerung wird also nicht durch eine zentrale Steuerung sondern indirekt über die Preissensibilität des Verbrauchers hervorgerufen. [VDE-Studie Demand Side Integration, 2012, S.10]

Energieausgleichsbedarf

Energie [MWh] die benötigt wird, um die Differenz aus einer bestimmten Menge erzeugten Stroms (z.B. alles aus erneuerbaren Energien und bestehenden Kraftwerken) und der Nachfrage auszugleichen. Der Energieausgleichsbedarf kann sowohl positiv (fehlende Strommenge) als auch negativ (Überschussstrom) sein und ist – aufgrund der permanent notwendigen Balance im Stromnetz eine Funktion der Zeit. Der Energieausgleichsbedarf ist damit im Rahmen einer Modellierung oder einer Szenariendefinition eine technische Restriktion für den Lösungsraum des Speicherbedarfs.

Engpassmanagement/Netzengpassbewirtschaftung

die Gesamtheit von Maßnahmen, welche einem Netzbetreiber zur Verfügung stehen, um Leitungsüberlastungen durch Netzengpässe in seinem Netz zu vermeiden

[http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Engpassmanagement/engpassmanagement-node.html]

Erlös

Beim Verkauf einer Sache oder für eine Dienstleistung eingenommener Geldbetrag

[<http://www.duden.de/rechtschreibung/Erloes>]

Ertrag

Finanzieller Nutzen; Gewinn, den etwas einträgt
[<http://www.duden.de/rechtschreibung/Ertrag>]

European Power Exchange (EPEX SPOT)

Betreiber des Spotmarkts für Strom für die Marktgebiete Deutschland/Österreich, Schweiz und Frankreich mit Sitz in Paris; Spotmarkt ist der kurzfristige Handel mit lieferbaren Strommengen am Vortag sowie Intraday (vgl. Intraday)
[<http://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/spotmarkt-epex-spot>]

Flexible Kraftwerke

Kraftwerke, die die Aufgabe der Netzregelung übernehmen, häufig und in kurzer Zeit angefahren werden und mit hohen Leistungsgradienten betrieben werden können
[http://www.vde.com/de/verband/pressecenter/pressemappen/documents/etg-flexkraftstudie_factsheet.pdf]

Flexibilitätsoptionen

Betriebliche Maßnahmen und Investitionen im Kraftwerkspark und bei Stromverbrauchern, um eine höhere Anpassbarkeit des Lastgangs an Angebot und Nachfrage - vor dem Hintergrund hoher Anteile fluktuierender Einspeisung - zu erzielen

Fokussierter Kapazitätsmarkt

stellt sicher, dass nur Kraftwerke Einkommen erzielen, die einerseits Versorgungssicherheit garantieren, gleichzeitig jedoch einer Transformation des Stromsektors in Richtung einer perspektivischen Vollversorgung mit erneuerbaren Energien nicht im Wege stehen
[<http://www.wwf.de/themen-projekte/klima-energie/energiepolitik/fokussierter-kapazitaetsmarkt/>]

Höchstspannung (HöS) mit Betriebsspannungen von 220 kV - 380 kV (reines Transportnetz), keine Verbraucher angeschlossen, Verbindung zwischen Kraftwerk und Umspannwerk

Intraday

bezeichnet das Kaufen und Verkaufen von Wertpapieren innerhalb eines Handelstages. Ziel ist es, die börsentägliche Schwankung eines Kurses auszunutzen
[<http://boersenlexikon.faz.net/intraday.htm>]

Kapazitätsmechanismen

Instrumente, die dafür sorgen, dass für die Bereitstellung von Kraftwerkskapazitäten oder äquivalenten Maßnahmen zur Last- Reduktion Einkommen erzeugt werden kann
[<http://www.wwf.de/themen-projekte/klima-energie/energiepolitik/fokussierter-kapazitaetsmarkt/>]

KWK

KWK (Kraft-Wärme-Kopplung) bezeichnet die gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in elektrische Energie und Nutzwärme in einer ortsfesten technischen Anlage
[<http://www.energieagentur.nrw.de/unternehmen/kwk-kraft-waerme-kopplung-3912.asp>]

Must-run-Kraftwerke

Von Netzbetreiber ausgewähltes im Allgemeinen konventionelles Kraftwerk, dass in einem definierten Zeitraum im Betrieb bleiben muss, um den Netzbetrieb durch Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu gewährleisten.

[<http://www.effiziente-energiesysteme.de/glossar/glossar/m/must-run-kapazitaet.html>]

Power-to-Gas

Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Erdgas

[<http://www.powertogas.info/power-to-gas/strom-in-gas-umwandeln.html>]

Power-to-Heat

Umwandlung von Strom in Wärme zur Wärmeversorgung

[http://www.arrhenius.de/uploads/media/arrhenius_DP_9_-_Power-to-heat.pdf]

Preisspread

Differenz zwischen niedrigen und hohen Preisen bspw. am Day-Ahead-Spotmarkt [Kanngießer 2014, Seite xii]

Regelenergiemarkt

Einseitiger Beschaffungsmarkt für Regelleistung (Primärregelleistung-, Sekundärregelleistung sowie Minutenreserveleistung), betrieben von den deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) über die gemeinsame Internetplattform www.regelleistung.net.

[<https://www.regelleistung.net/ip/action/static/marketinfo>]

Schwarzstart

Das Anfahren eines Kraftwerks ohne Unterstützung durch das Stromnetz; es wird dafür weder Blind- noch Wirkleistung aus dem Stromnetz benötigt; schwarzstartfähige Kraftwerke: Wasserkraftwerke, Druckluftspeicherkraftwerke und Gasturbinenkraftwerke; Die geringen Energiemengen, die ihre Aggregate zum Start benötigen, lassen sich leicht lokal bereitstellen, z. B. aus Akkumulatoren

[<http://www.energie-lexikon.info/schwarzstart.html>]

Spannungsebenen

Netzebenen, die mit unterschiedlichen Betriebsspannungen arbeiten; Unterscheidung in Nieder-, Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsebenen

Spannungshaltung

die Regelung der elektrischen Spannung in einem Stromnetz

[<http://www.energie-lexikon.info/spannungshaltung.html>]

Speicheranwendung

Eine konkrete durch den Speicher erbringbare Dienstleistung, welche zur Erreichung eines bestimmten Zieles einem bestimmten Speicherfunktionsprinzip folgt und quantitativ bewertbar ist.

[Kanngießer 2014, Seite xii]

Speicherbedarf

Der Speicherbedarf ist eine Größe, die auf unterschiedlichen Wegen mit einer technischen und ökonomischen Modellierung ermittelt wird. Der Speicherbedarf im engeren Sinne stellt Eckwerte zur installierten Leistung und Kapazität für In-

vestition in Stromspeichertechniken dar, deren Dimensionen aus einer (volks-) wirtschaftlichen Bewertung hervorgehen. Häufig gehen Angaben zu Speicherbedarf jedoch weit darüber hinaus und subsummieren unter diesem Begriff mehrere technische Optionen um Erzeugung und Verbrauch unter Einfluss der Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie auszubalancieren. Darunter fallen sowohl Austausch- und Transportmöglichkeiten mit Nachbarländern, konventionelle Kraftwerke und andere erneuerbare Energien, zuschaltbare oder abschaltbare Lasten, die Einführung elektrischer Energieversorgung im Wärme- und Verkehrssektor sowie die Abregelung von Wind- und Solarenergie (vgl. Überschussstrom). Eine weitere Ausdehnung des Begriffs schließt unter Speicherbedarf den gesamten in einem bilanzierten Zeitraum entstehenden Überschuss und die Stromerzeugung ohne erneuerbare Energien mit ein und löst sich von Leistung und Kapazität von Speichern bzw. technischen Optionen (vgl. Energieausgleichsbedarf).

Speichergas

Jedes Gas, das keine erneuerbare Energie ist, aber zum Zweck der Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird. (In Anlehnung an EEG 2014)

Systemdienstleistung

Maßnahmen zur Aufrechterhaltung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebes, u.a. Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau, Netzengpassmanagement)

Überschussstrom

Überschüsse, die bei der Erzeugung von Strom - vorwiegend aus regenerativen Quellen - entstehen, also zum Zeitpunkt der Erzeugung im bilanzierten Gebiet keinen Abnehmer finden. Des Weiteren fällt unter den Begriff der abgeregelte Strom aus erneuerbaren Energien, der aufgrund von lokale Restriktionen, insbesondere Netzengpässe, nicht bis zu einem verbraucher im bilanzierten Gebiet weitergeleitet werden kann.

Verteilnetze

- Hochspannung (HS) mit Betriebsspannungen > 60 und < 220 kV (Anschluss von Industrie und Gewerbe)
- Mittelspannung (MS) mit Betriebsspannungen zwischen 6 und ≤ 60 kV (Verteilung der elektrischen Energie innerhalb von Stadt- und Landbezirken)
- Niederspannung (NS) mit einer Betriebsspannung von $0,4$ kV (Anschluss von Wohnhäusern und Kleinbetrieben)

Virtuelle Kraftwerke

In virtuellen Kraftwerken werden nach dezentrale Anlagen und aktive Kundennetzwerke gebündelt. Die Steuerung der Anlagen in einem virtuellen Kraftwerk erfolgt zentral und direkt. Wesentliche Elemente bei der Definition von virtuellen Kraftwerken sind daher die leittechnische bzw. bidirektionale, kommunikationstechnische Vernetzung der Anlagen sowie eine Software zur Koordination bzw. zur Steuerung und Optimierung der Anlagen.

[VDE: Smart Distribution 2020 Virtuelle Kraftwerke im Verteilnetz, 2008. und Braun, N., Strauss, P.: A review on aggregation approaches of controllable distributed energy units in electrical power systems, International Journal of Distributed Energy Resources, Vol. 4, Nr. 4, 2008]

6 Literaturstellen (nach AP sortiert)

Methodische Quellen

Boecker, Martin Dr. med; Motschall, Edith (2012): Einführung in die Literaturrecherche. Workshop: Die systematische Literaturrecherche. Freiburg, 16.04.2012.

Cooper, H. (2010). Research synthesis and meta-analysis: A step-by-step approach (4th ed.). Thousand Oaks, CA: Sage Publications.

Karmasin, M.; Ribing, R. (1999). Die inhaltliche und formale Gestaltung wissenschaftlicher Arbeiten : Ein Leitfaden für Haus-, Seminar- und Diplomarbeiten. Wien: WUV.

Scholz, D. (2001) . Diplomarbeiten normgerecht verfassen. Schreibtipps zur Gestaltung von Studien-, Diplom- und Doktorarbeiten. Vogel Buchverlag.

AP 1 Speicherbedarf

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2013): Netzentwicklungsplanstrom 2013. erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

Agora Energiewende (Hg.) (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. OTH FENES Regensburg; IAEW RWTH Aachen; iSEA RWTH Aachen; ef.Ruhr.

Appen, Jan von; Stetz, Thomas; Braun, Martin; Schmiegel, Armin (2014): Local Voltage Control Strategies for PV Storage Systems in Distribution Grids. In: *IEEE Trans. Smart Grid* 5 (2), S. 1002–1009. DOI: 10.1109/TSG.2013.2291116.

Armstorfer, Andreas; Biechl, Helmuth; Alt, Birgit; Müller, Holger; Sollacher, Rudolf; Most, Dieter et al. (2013): Einsatz von Batteriespeichern in Smart Grids. In: ETG-Congress 2013. Security in Critical Infrastructures Today. Berlin, Offenbach: VDE Verlag GmbH.

Barth, Rüdiger (2013): Ökonomische und technisch-betriebliche Auswirkungen verteilter Elektrizitätserzeugung in Verteilungsnetzen – eine modellgestützte Analyse am Beispiel eines Mittelspannungsnetzes. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart.

BET (2011): Kapazitätsmarkt. Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung.

Büdenbender, Kathrin; Braun, Martin; Schmiegel, Armin U.; Magnor, Dirk; Marcel, Jean-Christian (2010): Improving PV-Integration into the Distribution Grid Contribution of Multifunctional PV-Battery Systems to Stabilised System Operation. In: 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. München: WIP Renewable Energies, S. 4839–4845.

Bussar, Christian; Moos, Melchior; Alvarez, Ricardo; Wolf, Philipp; Thien, Tjark; Chen, Hengsi et al. (2014): Optimal Allocation and Capacity of Energy Storage Systems in a Future European Power System with 100% Renewable Energy Generation. In: *Energy Procedia* 46, S. 40–47. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.01.156.

CONSENTEC; Fraunhofer IWES (2013): Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033.

CONSENTEC; IAEW (2011): Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen. Abschlussbericht.

CONSENTEC; r2b energy consulting (2010): Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Endbericht. Aachen, Köln.

Czisch, Gregor (2005): Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung. Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien. Dissertation. Universität Kassel, Kassel. Institut für Elektrische Energietechnik/Rationelle Energiewandlung.

Dena; IAEW (2012): Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt. (Integration EE). Endbericht. Berlin.

DENA; TU Dortmund; Brunekreeft, Gert (2012): dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030.

DLR, Fraunhofer IWES, IfnE: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. BMU - FKZ 03MAP146.

Droste-Franke, Bert (2012): Balancing renewable electricity. Energy storage, demand side management, and network extension from an interdisciplinary perspective. Berlin u.a: Springer (Ethics of science and technology assessment, 40).

Ecofys Germany GmbH; Prognos AG (2011): Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strom. Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzeintegration erneuerbarer Energien. Berlin (BMWi Vorhaben Nr. 50/10).

Energynautics, Öko-Institut, Bird & Bird (2014): Verteilnetzstudie Rheinlandpfalz. Hg. v. Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung (Rheinland-Pfalz) (Version: Endbericht).

ETG-Task Force Demand Side Management (2012): Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration. Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. Hg. v. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. VDE. Frankfurt am Main.

ETG-Task Force Energiespeicherung (2012): Energiespeicher für die Energiewende. Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG). Hg. v. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. VDE. Frankfurt am Main.

ewi - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln; EEFA (2008): Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030. Endbericht. Köln.

EWI (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Endbericht. Unter Mitarbeit von Christina Elberg, Christian Growitsch, Felix Höffler und Jan Richter. Hg. v. ewi - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln.

EWI (2013): Trendstudie Strom 2022. Belastungstest für die Energiewende. Endbericht März 2013, Zusammenfassung Juni 2013. Köln.

EWI; energynautics (2011): Roadmap 2050 - a closer look. Cost-efficient RES-E penetration and the role of grid extensions. Final Report. Köln.

Fraunhofer ISI (2011): Tangible ways towards climate protection in the European Union (EU Long-term scenarios 2050). Karlsruhe.

Fraunhofer IWES; IAEW RWTH Aachen; Stiftung Umweltenergierecht (2014b): ROADMAP SPEICHER. Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung.

Fraunhofer UMSICHT; Fraunhofer IOSB/AST (2013): Modellbasierte, regional aufgelöste Analyse des Bedarfs an netzgekoppelten elektrischen Energiespeichern zum Ausgleich fluktuierender Energien. Oberhausen/Ilmenau.

Fraunhofer UMSICHT; TU Darmstadt; EnBW (2011): Netzintegrierte Stromspeicher zur Integration fluktuierender Energie - Technische Anforderungen, ökonomischer Nutzen, reale Einsatzszenarien. Abschlussbericht zum Verbundprojekt FKZ0327817 (BMWi). Oberhausen.

- Frontier Economics; swissQuant Group (2013): Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050. Studie für das Bundesamt für Energie (BFE). Schlussbericht.
- Genoese, Fabio; Genoese, Massimo (2014): Assessing the value of storage in a future energy system with a high share of renewable electricity generation. In: *Energy Systems* 5, S. 19–44.
- Hollinger, Raphael; Wille-Haussmann, Bernhard; Erge, Thomas; Stillahn, Thies; Kreifels, Niklas; Wittwer, Christof (2013): Chancen und Risiken dezentraler Solarstromspeicher für das elektrische Energiesystem. In: ETG-Congress 2013. Security in Critical Infrastructures Today. Berlin, Offenbach: VDE Verlag GmbH.
- IAEW (2013): Bewertung des Beitrags von Speichern und Pumpspeichern in der Schweiz, Österreich und Deutschland zur elektrischen Energieversorgung. Aachen.
- IER Universität Stuttgart (2010): Herausforderungen eines Elektrizitätsversorgungssystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Studie. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart. Stuttgart.
- IER Universität Stuttgart; RWI; ZEW (2010): Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030. Energieprognose 2009. Hauptbericht.
- ISE - Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (2012): 100 % erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland. Freiburg.
- Jentsch, Mareike; Trost, Tobias; Sterner, Michael (2014): Optimal Use of Power-to-Gas Energy Storage Systems in an 85% Renewable Energy Scenario. In: *Energy Procedia* 46, S. 254–261. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.01.180.
- Kanngießer, Annedore; Wolf, Daniel; Schinz, Steffen; Frey, Hellmuth: Optimierte Netz- und Marktintegration von Windenergie und Photovoltaik durch Einsatz von Energiespeichern. In: Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT), Wien, 16.-18.02.2011, S. 20pp.
- p3 energy (2013): Technologieoptionen für den Verteilungsnetzausbau in Deutschland – Marktanalyse und Bewertung. Schlussbericht. Aachen.
- Planet GbR; Fraunhofer ISI; Fachhochschule Lübeck Projekt GmbH; KBB Underground Technologies; Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (2014): Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem. Abschlussbericht.
- Pleißmann, Guido; Erdmann, Matthias; Hlusiak, Markus; Breyer, Christian (2014): Global Energy Storage Demand for a 100% Renewable Electricity Supply. In: *Energy Procedia* 46, S. 22–31. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.01.154.
- Prognos (2011): Bedarf an konventioneller Kraftwerkskapazität in Deutschland. Gutachten für die E.ON Kraftwerke GmbH. Berlin.
- Prognos; EWI; GWS (2011): Energieszenarien 2011. Projekt Nr. 12/10. Basel, Köln, Osnabrück.
- Schabram, J.; Wiernes, P. E.; Linnemann, C.; Kraemer, C.; Moser, A.; Mercado, P. E. (2013): Planning the future European power system. In: 2013 IEEE Grenoble PowerTech. Grenoble, France, S. 1–6.
- Spitalny, L.; Myrzik, J.M.A.; Mehlhorn, T. (2013): Estimation of the economic addressable market of micro-CHP and heat pumps based on the status of the residential building sector in Germany. In: *Applied Thermal Engineering*. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2013.12.027.
- SRU (2011): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten. Unter Mitarbeit von Martin Faulstich, Heidi Foth, Christian Calliess, Olav Hohmeyer, Karin Holm-Müller, Manfred Niekisch und Miranda Schreurs. Berlin: Erich Schmidt Verlag.
- TAB (2012): Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung. Endbericht zum Monitoring. Hg. v. Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim deutschen Bundestag Karlsruher Institut für Technologie (KIT). Berlin (Arbeitsbericht, 147).

Troster, E.; Ackermann, T.; Betz, B.: Using storage to integrate renewables into the distribution system: a case study. In: 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013). Stockholm, Sweden, 10-13 June 2013, S. 1335.

UBA (2010): Energieziel 2050. 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen. Dessau-Roßlau.

ZSW (2014): Dynamische Simulation der Ausbauszenarien für erneuerbare Stromversorgung in Baden-Württemberg bis 2050 nach dem Gutachten zur Vorbereitung eines Klimaschutzgesetzes (SimBW). Speicherbedarf in Deutschland und Baden-Württemberg. Abschlussbericht.

AP 2.1 Technisches Ausbaupotenzial

Altfeld, Klaus; Pinchbeck, Dave (2013): Admissible hydrogen concentrations in natural gas systems. In: *gas for energy* 3.

Ausfelder, F.; Bazzanella, A. (2008): Verwertung und Speicherung von CO₂. Diskussionspapier. Hg. v. DECHEMA e.V.

BGR - Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2011): Informationssystem Speichergesteine für den Standort Deutschland - Synthese -. Abschlussbericht.. Berlin, Hannover.

Breuer, Christopher (2011): Identification of Potentials and Locations for Power-to-Gas in Germany. In: 6th International Renewable Energy Storage Conference IRES.

Bundesnetzagentur (2014): Kraftwerksliste. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.

Drees, Tim (2012): Mittelfristiger Speicherbedarf und geeignete Standorte im Übertragungsnetz. In: Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. Vde (Hg.): VDE-Kongress 2012. Smart Grid Intelligente Energieversorgung der Zukunft. Berlin, Offenbach: VDE Verlag GmbH.

DVGW (2013): Technische Regel - Arbeitsblatt, G 260 (A) Gasbeschaffenheit.

DVGW; DBI; e.on Ruhrgas; Fraunhofer IWES; Verbundnetz Gas AG (2013): Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. Abschlussbericht DVGW-Förderzeichen G 1-07-10.

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN) (2011): Windenergiespeicherung durch Nachnutzung stillgelegter Bergwerke. Abschlussbericht.

ETG Task Force Energiespeicher (2008): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf - ETG Task Force Energiespeicher. VDE-Studie. Hg. v. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. VDE. Frankfurt am Main.

FGH; CONSENTEC; IAEW (2012): Studie zur Ermittlung der technischen Mindestserzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Aachen.

Fichtner (2014): Erstellung eines Entwicklungskonzeptes Energiespeicher in Niedersachsen. Hg. v. Innovationszentrum Niedersachsen.

Fraunhofer IWES (2011): Bahnstrom Regenerativ. Analyse und Konzepte zur Erhöhung des Anteils der Regenerativen Energie des Bahnstroms. Projektendbericht.

Fraunhofer IWES; IAEW RWTH Aachen; Stiftung Umweltenergierecht (2014b): ROADMAP SPEICHER. Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung.

Hydroprojekt (2012): Potenzialstudie zu Pumpspeicherstandorten in Baden –Württemberg. Zusammenfassung. Hg. v. EnBW.

Hydroprojekt; Fraunhofer AST: Pumpspeicherkataster Thüringen. Ergebnisse einer Potenzialanalyse. Hg. v. Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie.

Kippers, M. J.; Laat, J. C. de; Hermkens, R.J.M. (2011): Pilot project on hydrogen injection in natural gas on island of Ameland in the Netherlands. In: International Gas Union Research Conference 2011 (IGRC Seoul 2011).

Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen (2012): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2012. Hg. v. Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen.

Moser, Albert (2014): Status der Entwicklung des adiabaten Druckluftspeichers ADELE. Leopoldina-Symposium „Energiespeicher – Der fehlende Baustein der Energiewende?“. Leopoldina, 06.02.2014.

Moser, Albert; Pape, Carsten; Müller-Kirchenbauer, J. (2012): Bewertung des Nutzens von Power-to-Gas-Anlagen im europäischen Energiesystem und der Wasserstoffeinspeisung in das deutsche Gastransportsystem. unveröffentlicht.

N.V. Nederlandse Gasunie (2009): NATURALHY. Preparing for the Hydrogen Economy by Using the Existing Natural Gas System as a Catalyst. Project Contract No.: SES6/CT/2004/502661.

Öko-Institut (2014): Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien. Studie. Berlin.

Schechner, Alexander (Voith Hydro) (2014), 18.03.2014. E-mail an Norman Gerhardt.

Schulz, Detlef (2009): Speicherpotenziale von Pumpspeicherwerken in Tagebaurestlöchern ehemaliger Braunkohlereviere. In: Forum Netzintegration, Berlin, 30.09.2009.

SRU (2011): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten. Berlin: Erich Schmidt Verlag.

Sterner, Michael (2009): Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems. Dissertation. Universität Kassel, Kassel.

Thomsen, C.; Liebsch-Dörschner, T. (2007): Vorrat ist der beste Rat – Möglichkeiten der energetischen Nutzung des tieferen Untergrundes von Schleswig-Holstein. In: Jahresbericht 2006/07. S. 171–181.

Trost, Tobias; Horn, Sönke; Jentsch, Mareike; Sterner, Michael (2012): Erneuerbares Methan: Analyse der CO₂-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland. In: *Z Energiewirtschaft* 36 (3), S. 173–190. DOI: 10.1007/s12398-012-0080-6.

Umweltbundesamt (2010): Energieziel 2050. 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen. Dessau-Roßlau.

Umweltbundesamt (2013): Treibhausgasausstoß in Deutschland 2012. Vorläufige Zahlen aufgrund erster Berechnungen und Schätzungen des Umweltbundesamtes. Hintergrund.

Zentrum für Energieforschung Stuttgart (ZfES) (2012): Stromspeicherpotenziale für Deutschland.

AP 2.2 Realisierbares /erwartbares technologiespezifisches Ausbaupotenzial

Auer, Josef (2014): Deutsche Energiewende treibt Power-to-Gas: Von einer Idee zur Markteinführung.

BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2011): Bewertung der Flexibilität von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen.

Boecker, Martin Dr. med; Motschall, Edith (2012): Einführung in die Literaturrecherche. Workshop: Die systematische Literaturrecherche. Freiburg, 16.04.2012.

BVES - Bundesverband Energiespeicher (2014): Marktoptionen fördern, lokale Wertschöpfung stärken, Abhängigkeiten reduzieren". Stellungnahme des BVES zur Speicherstudie der AGORA Energiewende.

DB Research (2012): Auer, Josef: State-of-the-art electricity storage systems. Indispensable elements of the energy revolution

DENA - Deutsche Energie-Agentur GmbH (2010): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025.

DENA - Deutsche Energie-Agentur GmbH (2013b): Strategieplattform Power to Gas - Positionspapier. DENA.

DENA - Deutsche Energie-Agentur GmbH (2014a): Die Bedeutung von Stromspeichern im Energiesystem. Standpunkte der Deutschen Energie-Agentur (dena) zur aktuellen Speicherdiskussion.

DENA - Deutsche Energie-Agentur GmbH (2014b): Den wirtschaftlichen Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken ermöglichen. Positionspapier - dena-Plattform Pumpspeicherkraftwerke.

DENA - Deutsche Energie-Agentur GmbH (2014c): Interaktive Projektkarte - Pilot- und Demonstrationsprojekte im Power-to-Gas-Konzept, 16.10.2014. Online verfügbar unter <http://www.powertogas.info/power-to-gas/interaktive-projektkarte.html>.

DENA - Deutsche Energie-Agentur GmbH und IAEW – Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen (2012): Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt. (Integration EE). Endbericht. Berlin.

DLR, IWES, IfnE (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. "Leitstudie 2010". BMU - FKZ 03MAP146.

EnBW - Vorstandsbereich Technik - Technik & Politik (2012): Potentialstudie zu Pumpspeicherstandorten in Baden-Württemberg. Zusammenfassung. Hg. v. EnBW. HPI - Hydroprojekt Ingenieurgesellschaft mbH.

IER - Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (2010): Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke. Studie. Stuttgart.

Pellinger, Christoph (2013): Die Merit Order funktionaler Energiespeicher 2030. Ffe Fachtagung 2013. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. München, 30.04.2013.

Prognos (2013): Maßnahmen zur nachhaltigen Integration von Systemen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in das neue Energieversorgungssystem. Endbericht.

Stenzel, Peter; Bongartz, Richard; Fleer, Johannes; Hennings, Wilfried; Linssen, Jochen; Markewitz, Peter (2014): Energiespeicher. In: *BWK - Das Energie Fachmagazin* Bd. 66 (4), S. 42–55.

vbw - Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V. (2013): Das neue Energiewirtschaftliche Gesamtkonzept.

AP 3 Investitionskosten

AEA (2008): Naish, Chris; McCubbin, Ian; Edberg, Oliver; Hartfoot, Michael): Outlook of Energy Storage Technologies. AEA Group. Brüssel.

AEE – Agentur für Erneuerbare Energien (2012): Strom Speichern. Hintergrundinformation der Agentur für Erneuerbare Energien. *Renews Spezial* (57).

Agora Energiewende (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. OTH FENES Regensburg; IAEW RWTH Aachen; iSEA RWTH Aachen; ef.Ruhr.

Bard, J.; Puchta, Matthias; Giebardt, J.; Panahandeh, B.; Hau, M.; Kracht, P.; Thalemann, F.: StEn-Sea. Storing Energy at Sea.

BCG - BCG The Boston Consulting Group 2011: Pieper, Cornelius; Rubel, Holger: Electricity Storage. Making Large-Scale Adoption of Wind and Solar Energies a Reality.

Beaudin, Marc; Zareipour, Hamidreza; Schellenberglobe, Anthony; Rosehart, William (2010): Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review. In: *Energy for Sustainable Development* 14 (4), S. 302–314. DOI: 10.1016/j.esd.2010.09.007.

Beck, Hans-Peter; Schmidt, Marko (2012): Nutzung von Anlagen des Bergbaus zur Speicherung regenerativer Energien durch Unterflur-Pumpspeicherkraftwerke.

BET, BEE - Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.; ENERCON; LichtBlick; BET (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energien.. Bochum.

BFE - Bundesamt für Energie (2013): Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050. Studie für das Bundesamt für Energie (BFE). Schlussbericht.

BFE - Bundesamt für Energie (2013): Energiespeicher in der Schweiz. Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050. Schlussbericht. Hg. v. Bundesamt für Energie BFE. KEMA Consulting GmbH.

Boecker, Martin Dr. med; Motschall, Edith (2012): Einführung in die Literaturrecherche. Workshop: Die systematische Literaturrecherche. Freiburg, 16.04.2012.

Braun, Martin; Büdenbender, Kathrin; Magnor, Dirk; Jossen, Andreas (2009): Photovoltaic self-consumption in Germany using Lithium Ion storage to increase self consume photovoltaic energy.

Brotzmann, K.; Stevanovic, D. (1998): Pebble-Heater als Alternative zum klassischen Winderhitzer. VDEH-Fachausschussbericht 1.031. Düsseldorf.

Buenoa, C.; Carta, A. (2004): Wind powered pumped hydro storage systems, a means of increasing the penetration of renewable energy in the Canary Islands.

Carapellucci, Roberto; Giordano, Lorena (2012): Modeling and optimization of an energy generation island based on renewable technologies and hydrogen storage systems. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 37 (3), S. 2081–2093. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2011.10.073.

Carton, J. G.; Olabi, A. G. (2010): Wind/hydrogen hybrid systems: Opportunity for Ireland's wind resource to provide consistent sustainable energy supply. In: *Energy* 35 (12), S. 4536–4544. DOI: 10.1016/j.energy.2010.09.010.

ChemCoast; Nord Deutschland; metropolregion hamburg; EY; ludwig bölkow systemtechnik; BBH - Becker Büttner Held (Hg.) (2013): Fahrplan zur Realisierung einer Windwasserstoff-Wirtschaft in der Region Unterelbe. Wertschöpfungspfade für die Windwasserstoff-Produktion an der Unterelbe.

Chen, Haisheng; Cong, Thang Ngoc; Yang, Wei; Tan, Chunqing; Li, Yongliang; Ding, Yulong (2009): Progress in electrical energy storage system: A critical review. In: *Progress in Natural Science* 19 (3), S. 291–312. DOI: 10.1016/j.pnsc.2008.07.014.

CLCF - Centre for Low Carbon Futures (2012): Taylor, Peter; Bolton, Ronan; Stone, Dave; Zhang, Xiao-Ping; Martin, Chris; Upham, Paul: Pathways for energy storage in the UK. . University of Leeds; The University Of Sheffield; University of Birmingham.

CONSENTEC; IAEW (2011): Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen. Abschlussbericht. Hg. v. CONSENTEC - Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH. IAEW; CONSENTEC. Aachen.

DB Research (2012): State-of-the-art electricity storage systems. Indispensable elements of the energy revolution.

DBG - Deutsche Bunsen-Gesellschaft (2013): Von Kohlehalden und Wasserstoff. Energiespeicher - zentrale Elemente der Energieversorgung. DBG; DECHEMA; DGM; DGMK; DPG; GDCh; VCI. Frankfurt am Main.

DBI (2011): Power-to-Gas: Konzepte, Kosten, Potenziale.

DCTI (2013): Speichertechnologien 2013. Technologien | Anwendungsbereiche | Anbieter.

Dell, R. M.; Rand, D. A. J. (2001): Energy storage a key technology for global energy sustainability. In: *Journal of Power Sources* 100 (1-2), S. 2–17. DOI: 10.1016/S0378-7753(01)00894-1.

DENA - Deutsche Energie-Agentur GmbH (2010): Pumpspeicherwerke und ihr Beitrag zum Ausbau erneuerbarer Energien. Zentrale Ergebnisse des energiewirtschaftlichen Gutachtens zum Neubauvorhaben Pumpspeicherwerk Atdorf. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin.

DENA - Deutsche Energie-Agentur GmbH (2012): www.powertogas.info.

DENA - Deutsche Energie-Agentur GmbH (2013): CO₂-Reduktion mit Power to Gas vorantreiben. Breites Bündnis empfiehlt Marktentwicklung und Aufbau von 1.000 Megawatt Anlagenleistung bis 2022.

DENA - Deutsche Energie-Agentur GmbH (2013): Power to Gas. Eine innovative Systemlösung auf dem Weg zur Marktreife. Berlin.

DENA - Deutsche Energie-Agentur GmbH (2013): Strategieplattform Power to Gas - Positionspapier. DENA.

DENA - Deutsche Energie-Agentur GmbH und ; EWK, TU München (2008): Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken. Abschlussbericht für die Vattenfall Europe Transmission GmbH. Berlin.

Deutsche Bank DB Research (2014): Germany's "Energiewende" driving power-to-gas – From an Idea to market launch.

Díaz-González, Francisco; Sumper, Andreas; Gomis-Bellmunt, Oriol; Villafáfila-Robles, Roberto (2012): A review of energy storage technologies for wind power applications. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (4), S. 2154–2171. DOI: 10.1016/j.rser.2012.01.029.

Dittmann, F. (2008): Supraleitende Magnetische Energiespeicher. In: *Technik in Bayern* 12 (6).

Divya, K. C.; Østergaard, Jacob (2009): battery energy storage technology for power systems. An Overview. In: *Electric Power Systems Research* (79 (2009)).

DLR; BMVI (2014): Power-to-Gas (PtG) in transport Status quo and perspectives for development.

DNV KEMA Energy & Sustainability (2013): Grond, Lukas; Schulze, Paula; Holstein, Johann: Systems Analyses Power to Gas - Deliverable 1: Technology Review. DNV KEMA Energy & Sustainability.

Dötsch, Christian (2008): Die Speicherung elektrischer Energie. Ausgleich fluktuierender Einspeisesysteme und dynamisches Energiemanagement durch den Einsatz von Stromspeichern. In: *Energy 2.0 Kompendium 2008*, S. 301.

DVGW (2012): DVGW Jahresrevue: Wege zur Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas-Anlagen.

DVGW; DBI; e.on Ruhrgas; Fraunhofer IWES; Verbundnetz Gas AG (2013): Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. Abschlussbericht DVGW-Förderzeichen G 1-07-10.

E.ON (2014): CAES-Kraftwerk Huntorf (E.ON AG). Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/ueber-uns/struktur/asset-finder/huntorf-power-station.html>.

EASE und EERA (2013): European Energy Storage Technology Development Roadmap Towards 2030.

efzn - Energieforschungszentrum Niedersachsen (2011): Beck, Hans-Peter; Schmidt, Marko: Windenergiespeicherung durch Nachnutzung stillgelegter Bergwerke. Abschlussbericht.

EFZN - Energieforschungszentrum Niedersachsen (2013): Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit. Studie; Abschlussbericht. Goslar (FA 43/12).

EFZN - Energieforschungszentrum Niedersachsen (2013a): Unkonventionelle Pumpspeicher – Schlüsseltechnologie der zukünftigen Energielandschaft? In: Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen, Bd. 16.

EnBW (2012): Potentialstudie zu Pumpspeicherstandorten in Baden-Württemberg. Zusammenfassung. Hg. v. EnBW. HPI - Hydroprojekt Ingenieurgesellschaft mbH.

EPRI - Electric Power Research Institute (2010): Electric Energy Storage Technology Options. A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits. 1020676. Palo Alto, CA Washington, DC.

EPRI (2003): Handbook of Energy Storage for Transmission and Distribution Applications.

ETG-Task Force Energiespeicherung (2012): Energiespeicher für die Energiewende. Speichungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG). Hg. v. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. VDE. Frankfurt am Main.

ETOGAS (2013): Power to Gas: Smart energy conversion and storage.

ETOGAS (2014): Verbundprojekt Power-to-Gas. Errichtung und Betrieb einer Forschungsanlage zur Speicherung von erneuerbarem Strom als erneuerbares Methan im 250 kW-Maßstab. Abschlussbericht für das Teilvorhaben von ETOGAS.

EUROPEAN COMMISSION (2011): Materials Roadmap Enabling Low Carbon Energy Technologies.

Fachmagazin Photovoltaik (2014): Power-to-Gas als Gigawattbatterie. In: *Photovoltaik*.

Fichtner GmbH & Co. KG (2014): Erstellung eines Entwicklungskonzeptes Energiespeicher in Niedersachsen.

Fraunhofer INT (2009): Energiespeicher – Technische Grundlagen und Energiewirtschaftliches Potenzial, Fraunhofer IRB Verlag, Stuttgart, 2009

Fraunhofer ISI (2008): Economical and technical evaluation of energy storage systems. In: 3rd International Renewable Energy Storage Conference IRES.

Fraunhofer ISI (2010): Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung: Technologienbericht Stuttgart: Fraunhofer Verlag (ISI-Schriftenreihe Innovationspotenziale).

Fraunhofer IWES (2014a): Geschäftsmodell Energiewende.

Fraunhofer IWES (2010): Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem. Schluchseewerk Studie. Endbericht. Kassel.

Fraunhofer IWES (2011): Mobility costs analysis and life cycle assessment of power- to-gas as alternative fuel. Kassel.

Fraunhofer IWES; IAEW RWTH Aachen; Stiftung Umweltenergierecht (2014b): ROADMAP SPEICHER. Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung.

Fraunhofer IWES; Universität Kassel (2009): Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems.

Fraunhofer UMSICHT (2012): Adiabates Niedertemperatur-Druckluftspeicherkraftwerk zur Unterstützung der Netzintegration von Windenergie. Abschlussbericht Oberhausen.

Fraunhofer UMSICHT; TU Darmstadt; EnBW (2011): Netzintegrierte Stromspeicher zur Integration fluktuierender Energie – Technische Anforderungen, ökonomischer Nutzen, reale Einsatzszenarien. Abschlussbericht zum Verbundprojekt FKZ0327817. Oberhausen.

Fuhs, Michael (2014): Prognose 2030: Speicherstrom für fünf Cent pro Kilowattstunde. Online verfügbar unter http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/prognose-2030--speicherstrom-fr-fnf-cent-pro-kilowattstunde_100016727/.

Garche, Jürgen; Treffinger, Peter; Jörissen, Ludwig (2001): Integration Erneuerbarer Energien in den Verkehr. In: FVS Themen.

Getzen, Christoph (2008): The economics of power storage. Theory and empirical analysis for Central Europe. München: Oldenbourg Industrieverlag (Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, 63).

Genoese, Fabio (2013): Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing.

Gildemeister (2012): Gildemeister energy solutions: Vertriebs Listenpreise Stand 2012.

Gonzalez, Adolfo; Gallachóir, Brian Ó; McKeogh, Eamon (2004): Study of Electricity Storage Technologies and Their Potential to Address Wind Energy Intermittency in Ireland.

Grimm, Vanessa (2007): Einbindung von Speichern für erneuerbare Energien in die Kraftwerkseinsatzplanung. Einfluss auf die Strompreise der Spitzenlast. Bochum: LEE (Schriftenreihe des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft, 16).

Hadjipaschalis, Ioannis; Poullikkas *, Andreas ; Venizelos Efthimiou, Venizelos (2008): Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications.

Hall, J.; Bain, E. J.: Energy-storage technologies and electricity generation.

Hamelmann, Roland (2007): „Wasserstoff aus Windenergie“, FVS-Workshop Wasserstoff aus erneuerbaren Energien. Hg. v. Werner Tillmetz und Gerd Stadermann. Ulm (FVS-Workshop Wasserstoff aus erneuerbaren Energien).

Hannig, Florian; Smolinka, Tom; Bretschneider, Peter; Nicolai, Steffen; Krüger, Sven; Meißner, Frank; Voigt, Marco (2009): „Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie – Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie“. BMWi-Auftragsstudie 08/28, Abschlussbericht. Hg. v. Fraunhofer ISE, Fraunhofer AST und VKPartner,

Hartmann, Niklas; Eltrop, Ludger; Bauer, Nikolaus; Salzer, Johannes; Schwarz, Simon; Schmidt, Maïke (2012): Stromspeicherpotenziale für Deutschland. Zentrum für Energieforschung Stuttgart (ZFES).

Hartmann, Niklas; Eltrop, Ludger; Bauer, Nikolaus; Salzer, Johannes; Schwarz, Simon; Schmidt, Maïke (2012): Stromspeicherpotenziale für Deutschland. Hg. v. zfes - Zentrum Energieforschung Stuttgart. Universität Stuttgart; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER); Institut für Strömungsmechanik und Hydraulische Strömungsmaschinen (IHS); Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW).

Hirschl, Bernd (2013): Power2Gas: Schlüsseltechnologie für die Energiewende? IÖW.

Hochtief (2012): STENSEA - Stored Energy in Sea. The Feasibility of an Underwater Pumped Hydro Storage. 7th IRES Conference, 12.11.2012.

Höflich, Bernd; Kreutzkamp, Paul (Projektleitung); Peinl, Hannes; Völker, Jakob (2010): Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. (PSW - Integration EE). Abschlussbericht. Deutsche Energie-Agentur GmbH.

Hülser, Oliver (2013): Speichertechnologien im Kontext der Produktion elektrischen Stroms aus regenerativen Quellen.

Hüttenrauch, Jens; Müller-Syring, Gert (2010): Zumischung von Wasserstoff zum Erdgas. In: *energie | wasser-praxis* (10/2010), S. 68–71.

IAEW (2013): Bewertung des Beitrags von Speichern und Pumpspeichern in der Schweiz, Österreich und Deutschland zur elektrischen Energieversorgung. Aachen.

iE - Leipziger Institut für Energie GmbH (2014): Wirtschaftlichkeit Batteriespeicher - Berechnung der Speicherkosten und Darstellung der Wirtschaftlichkeit ausgewählter Batterie-Speichersysteme. Leipzig.

IEA - International Energy Agency (2014): energy storage road map targets.

IEE. Energy Economics Group EEG (2012): Zach, Karl; Auer, Hans; Lettner, Georg : Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent renewable energy. D2.1 Report summarizing the current Status, Role and Costs of Energy Storage Technologies.

IER - Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (2010: Wissel, Steffen; Fahl, Ulrich; Blesl, Markus; Voß, Alfred): Erzeugungskosten zur Bereitstellung elektrischer Energie von Kraftwerksoptionen in 2015. Stuttgart.

ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (2009): Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien: Analyse der kurz- und mittelfristigen Perspektive. Kurzgutachten.. Heidelberg.

IfnE - Ingenieurbüro für neue Energien (2012): Wenzel, Bernd; Futterlieb, Matthias: Selbstversorgung mit Solarstrom und Solarwärme. Stand und Ausblick 2020. Hg. v. IfnE - Ingenieurbüro für neue Energien.

iSEA - Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe RWTH Aachen (2014): Speichermonitoring: Batterietechnologien – Lithium-Ionen-Batterien. Hg. v.. Online verfügbar unter <http://www.speichermonitoring.de/ueber-pv-speicher/batterietechnologien.html>.

ISEA (2012): Technology Overview on Electricity Storage. Overview on the potential and on the deployment perspectives of electricity storage technologies. Hg. v. Smart Energy for Europe Platform GmbH (SEFEP).

Jentsch, Mareike; Trost, Tobias; Sterner, Michael (2014): Optimal Use of Power-to-Gas Energy Storage Systems in an 85% Renewable Energy Scenario. In: *Energy Procedia* 46, S. 254–261. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.01.180.

Kaldellis, J. K.; Zafirakis, D. (2007): Optimum energy storage techniques for the improvement of renewable energy sources-based electricity generation economic efficiency. In: *Energy* 32 (12), S. 2295–2305. DOI: 10.1016/j.energy.2007.07.009.

Kaldellis, J. K.; Zafirakis, D.; Kavadias, K. (2009): Techno-economic comparison of energy storage systems for island autonomous electrical networks. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (2), S. 378–392. DOI: 10.1016/j.rser.2007.11.002.

Kanngießer, Annedore; Doetsch, Christian (2011): Optimized Operation and System Design of an Energy Storage Device for Post-feed-in-tariff Sales of Wind Energy at the Spot Market. In: 6th International Renewable Energy Storage Conference IRES.

Kazempour, S. Jalal; Moghaddam, M. Parsa; Haghifam, M. R.; Yousefi, G. R. (2009): Electric energy storage systems in a market-based economy: Comparison of emerging and traditional technologies. In: *Renewable Energy* 34 (12), S. 2630–2639. DOI: 10.1016/j.renene.2009.04.027.

- Kear, Gareth ; Shah, Akeel A.; Walsh, Frank C. (2011): Development of the all-vanadium redox flow battery for energy storage: a review of technological, financial and policy aspects.
- Kear, Gareth; Shah, Akeel A.; Walsh, Frank C. (2012): Development of the all-vanadium redox flow battery for energy storage: a review of technological, financial and policy aspects. In: *Int. J. Energy Res.* 36 (11), S. 1105–1120. DOI: 10.1002/er.1863.
- Keles, Dogan (2013b): Uncertainties in energy markets and their consideration in energy storage evaluation. Dissertation. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing (Produktion und Energie, 4).
- Keles, Dogan; Hartel, Rupert; Möst, Dominik; Fichtner, Wolf, Prof. Dr. (2012): Compressed-air energy storage power plant investments under uncertain electricity prices: an evaluation of compressed-air energy storage plants in liberalized energy markets. In: *The Journal of Energy Markets* (Volume 5/Number 1), S. 53–84.
- Kintner-Meyer, M.; Balducci, P.; Colella, W.; Elizondo, M.; Jin, C.; Nguyen, T.. (2012): National Assessment of Energy Storage for Grid Balancing and Arbitrage. USA.
- Klobasa, Marian (2007): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kosten Gesichtspunkten. Dissertation. ETH Zürich.
- Kondziella, Hendrik; Brod, Kristina; Bruckner, Thomas; Olbert, Sebastian; Mes, Florian (2013): Stromspeicher für die „Energiewende“ – eine aktorsbasierte Analyse der zusätzlichen Speicherkosten. In: *Z Energiewirtschaft* 37 (4), S. 249–260. DOI: 10.1007/s12398-013-0115-7.
- Kuhn, Philipp (2012): Iteratives Modell zur Optimierung von Speicherausbau und -betrieb in einem Stromsystem mit zunehmend fluktuierender Erzeugung. Dissertation. TU München, München. Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik.
- Loisel, Rodica; Mercier, Arnaud; Gatzen, Christoph; Elms, Nick (2011): Market evaluation of hybrid wind-storage power systems in case of balancing responsibilities. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (9), S. 5003–5012. DOI: 10.1016/j.rser.2011.07.054.
- Loisel, Rodica; Mercier, Arnaud; Gatzen, Christoph; Elms, Nick; Petric, Hrvoje (2010): Valuation framework for large scale electricity storage in a case with wind curtailment. In: *Energy Policy* 38 (11), S. 7323–7337. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.08.007.
- Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (2010): Stiller, Christoph; Schmidt, Patrick; Michalski, Jan; Wurster, Reinhold; Albrecht, Uwe; Bürger, Ulrich; Altmann, Matthias (2010): Potenziale der Wind-Wasserstoff-Technologie in der Freien und Hansestadt Hamburg und in Schleswig-Holstein. . Ottobrunn.
- McDowall, Jim (2006): Integrating energy storage with wind power in weak electricity grids. In: *Journal of Power Sources* 162 (2), S. 959–964. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2005.06.034.
- McIn (2012): http://www.powersouth.com/mcintosh_power_plant/compressed_air_energy
- McKinsey&Company und Siemens AG(2013): Chancen für die deutsche Energiewende. Was kann Deutschland aus ausgewählten internationalen Fallbeispielen lernen? München.
- Meyer, Johannes; Jakuttis, Michael; Binder, Samir; Hornung, Andreas: Energetische und wirtschaftliche Betrachtung einer dezentralen Methanolsynthese zur Speicherung von erneuerbarer Energie. In: TU Graz - Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE) (Hg.): 13. Symposium Energieinnovation. 13. Symposium Energieinnovation. Graz, Austria, 12.-14.2.2014.
- Modrack, Simone; Orland, Isabel (2013): Power to Gas: Chancen und Risiken für kommunale Unternehmen. VKU.
- Neumann, G. (2008): Lithium-Akkumulatoren – Vielseitige und leistungsfähige Speicher elektrischer Energie. In: *Technik in Bayern, Ausgabe Nord* 12 (6).
- Neumann, G. (2011): Stand der Technik und zukünftige Entwicklungen, Übersichtsbeitrag. Übersichtsbeitrag. In: *Chemie Ingenieur Technik*.

- Neupert, U.; Euting, T.; Kretschmer, T.; Notthoff, C.; Ruhlig, K.; Weimert, B. (2009): *Energiespeicher – Technische Grundlagen und Energiewirtschaftliches Potenzial*. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag.
- Oertel, Dagmar (2008): *Energiespeicher – Stand und Perspektiven*. Sachstandsbericht zum Monitoring »Nachhaltige Energieversorgung«, Arbeitsbericht Nr. 123. Hg. v. TAB - Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim deutschen Bundestag.
- Prognos (2012): Ess, Florian; Haefke, Lea; Hobohm, Jens; Peter, Frank; Wünsch, Marco: *Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende*. Studie. Unter Mitarbeit von Weltenergierat - Deutschland e.V. Hg. v. Prognos AG. Berlin.
- Radgen, Peter (2007): *Zukunftsmarkt elektrische Energiespeicherung*. Fallstudie im Auftrag des Umweltbundesamtes. Fraunhofer ISI.
- Reiner Lemoine Institut gGmbH (2012): *SZENARIOBERECHNUNG EINER STROM- UND WÄRMEVERSORGUNG DER REGION BRANDENBURG-BERLIN AUF BASIS ERNEUERBARER ENERGIEN*. Teilstudie: Stromversorgung der Region Brandenburg-Berlin auf Basis Erneuerbarer Energien.
- Ruddel, Alan (2003): *INVESTIRE network – investigation of storage technologies for intermittent renewable energies in Europe*. Evaluation and recommended R&D strategy. Storage Technology Report ST6: Flywheel
- Rummich, E. (2010): *Energiespeicher – Grundlagen, Komponenten, Systeme und Anwendungen*. Renningen: expert Verlag.
- Sandia (2003): Schoenung, Susan M.; Hassenzahl, William V.: *Long- vs. Short-Term Energy Storage Technology Analysis: A Life Cycle Cost Study*. A Study for the DOE Energy Storage System Program. Hg. v. Sandia National Laboratories. Sandia National Laboratories. Albuquerque (New Mexico), Livermore (California) (Sandia Report, SAND2003-2783).
- Sandia (2008): Hanley, Charles J.; Peek, Gorgianne H.; Boyes, John D. *Solar Energy Grid Integration Systems –Energy Storage (SEGIS-ES)*. Sandia National Laboratories.
- Sauer, Uwe (2006): *Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung*.
- Schoenung, Susan (2011): *Energy Storage Systems Cost Update*.
- Schuh, Holger (2011): *Einstieg in die MW-Klasse Entwicklung großformatiger Lithium-Ionen Energiespeicher-Systeme*. Kongress Energiespeicher - Technologien für die zukünftige Stromversorgung. Bayern Innovativ, 30.06.2011.
- Specht, Michael; Zuberbühler, Ulrich (2013): *Power-to-Gas (P2G®): Innovative Systemlösung zur Integration erneuerbarer Energien*. ZSW.
- SRU - Sachverständigenrat für Umweltfragen (2010): *100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar*. SRU - Sachverständigenrat für Umweltfragen. Berlin.
- SRU - Sachverständigenrat für Umweltfragen (2011): *Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung*. Sondergutachten. Berlin: Erich Schmidt Verlag.
- Stadtwerke Herne (2014): *Energiepark Mont-Cenis*.
- Stanca, Raluca; Klemm, Dieter (2011): *Energieträger Wasserstoff: Zwischenspeicher der Zukunft*. In: *Energy 2.0* 2011 (5), S. 50–52.
- Steffen, Bjarne (2012): *Prospects for pumped-hydro storage in Germany*. In: *Energy Policy* 45, S. 420–429. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.02.052.
- Steven Minnihan (2011): *Market forecast for off-grid generation and storage by technology*.
- Sun, Ninghong (2013): *Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes. Kraftwerkseinsatzplanung und -investitionen*. Dissertation, Forschungsbericht. Universität Stuttgart.

- Swider, Derk J. (2007): Compressed Air Energy Storage in an Electricity System With Significant Wind Power Generation. In: *IEEE Trans. On Energy Conversion* 22 (1), S. 95–102. DOI: 10.1109/TEC.2006.889547.
- Tant, Jeroen; Geth, Frederik; Six, Daan; Tant, Peter; Driesen, Johan (2012): Multi objective energy storage to improve PV integration in residential distribution grids.
- Think (2012): Electricity Storage: How to Facilitate its Deployment and Operation in the EU. Final Report. Hg. v. European University Institute. Online verfügbar unter <http://think.eui.eu>.
- Tichler, Robert: Volkswirtschaftliche Relevanz von Power-to-Gas für das zukünftige Energiesystem. In: 8. Internationale Wirtschaftstagung (IEWT) 2013, Wien.
- Tillmetz, Werner (2010): Überblick elektrochemische Energiespeicher, Vortrag Elektrochemische Energiespeicher und Elektromobilität. FVEE Workshop ZSW. Ulm.
- Trudewind, Clemens (2007): Zukünftiger Forschungsbedarf auf dem Gebiet der Wasserstofftechnik. Bochum: Ruhr-Universität Bochum LEE.
- TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe; Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik; TU Wien, Institut für Wasserbau und Ingenieurhydrologie; TIWAG – Tiroler Wasserkraft AG; Vorarlberger Illwerke AG; VERBUND Hydro Power (2011): Super-4-Micro-Grid. Nachhaltige Energieversorgung im Klimawandel. Publizierbarer Endbericht. Wien.
- Tzimas, E.; Filiou, C.; Peteves, S. D.; Veyret, J. P. (2010): Hydrogen Storage: State-Of-The-Art and Future Perspective. Directorate General Joint Research Centre, Institute for Energy. Petten (Niederlande).
- UDE - Universität Duisburg-Essen (2013): Forschungsprojekt - Unterflur-Pumpspeicherwerke. Konzepte für regionale Speicher regenerativer Energien. Online verfügbar unter <https://www.uni-due.de/geotechnik/forschung/upw.shtml>.
- Umweltdachverband (2010): Aktuelle Wasserkraftwerks Projekte der österreichischen E-Wirtschaft. Stand März 2010. Online verfügbar unter http://www.umweltdachverband.at/fileadmin/user_upload/pdfs/Wasser/WK-Liste.pdf.
- Weis, Thomas (2014): RAG hält Zechen-Kraftwerke für technisch machbar. In: *Der Westen*, 27.01.2014.
- Welter, Philippe (2012): Like this, Minister Altmaier! Photon International.
- Wenske, Michael (2011): Stand und neue Entwicklungen bei der Elektrolyse. Berlin, 14.09.2011.
- Yvonne Scholz (2010): Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100% regenerativen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050.
- ZSW - Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (2010): Ökostrom als Erdgas speichern. Presseinformation des ZSW vom 26.04.2010. Online verfügbar unter <http://www.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/2010/04/strom-erdgas-speicher.html>, zuletzt geprüft am 30.10.2014.

AP 4.1 Erlöspotenziale von Stromspeichern

- Ahlert, Klaus-Henning (2010): Economics of Distributed Storage Systems - An economic analysis of arbitrage-maximizing storage systems at the end consumer level. Dissertation. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing.
- Andersson, S.-L.; Elofsson, A. K.; Galus, M. D.; Göransson, L.; Karlsson, S.; Johnsson, F.; Andersson, G. (2010): Plug-in hybrid electric vehicles as regulating power providers: Case studies of Sweden and Germany. In: *The Role of Trust in Managing Uncertainties in the Transition to a Sustainable Energy Economy, Special Section with Regular Papers* 38 (6), S. 2751–2762. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.01.006.

Binder, Jann; Williams, Christopher; Schott, Benjamin; Clemens, Günther; Danzer, Michael (2013): Dezentrale PV-Systeme: Amortisation von Batteriespeichern in Abhängigkeit von Systemauslegung, Alterung und Tarifen. In: 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie 2013.

Blanz, Jonathan; Rothert, Martin; Wachenfeld, Volker (2010): Technical and Economic Aspects of Storing Electricity from PV to Increase the Share of Self-Consumption. In: 25. Symposium Photovoltaische Solarenergie 2010.

Dallinger, David; Krampe, Daniel; Wietschel, Martin (2011): Vehicle-to-Grid Regulation Reserves Based on a Dynamic Simulation of Mobility Behavior. In: *IEEE Trans. Smart Grid* 2 (2), S. 302–313. DOI: 10.1109/TSG.2011.2131692.

Dena und EWK (2008): Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken. Abschlussbericht für die Vattenfall Europe Transmission GmbH. Berlin.

Dena und TU Dortmund (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Voraussetzungen für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Endbericht.

Ehlers, Niels (2011): Strommarktdesign angesichts des Ausbaus fluktuierender Stromerzeugung. Dissertation. Technische Universität Berlin, Berlin.

Electric Power Research Institute (EPRI) (2010): Electric Energy Storage Technology Options. A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits. Palo Alto, CA Washington, DC.

Enervis (2012a): Wie wirtschaftlich sind Pumpspeicherkraftwerke? Teil 1. Analyse der Wirtschaftlichkeit auf Basis historischer Spotmarktdaten unter Berücksichtigung der zunehmenden Einspeisung Erneuerbarer Energien. Berlin.

Enervis (2012b): Wie wirtschaftlich sind Pumpspeicherkraftwerke? Teil 2. Analyse der Wirtschaftlichkeit auf Basis historischer Spotmarkt-, Intradaymarkt- und Regelernergiedaten unter Berücksichtigung der zunehmenden Einspeisung Erneuerbarer Energien. Berlin.

Enervis (2012c): Wirtschaftlichkeit von Pumpspeichern im Strommarkt. Enervis-Workshopreihe, 07.11.2012. Berlin.

Fraunhofer ISI (2012): Bewertung des Aufbaus einer Ladeinfrastruktur für eine Redox-Flow-Batteriebasierte Elektromobilität. Working Paper Sustainability and Innovation. Karlsruhe.

Fraunhofer IWES; IAEW; Stiftung Umweltenergierecht (2014b): Roadmap Speicher - Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherrückführung.

Fraunhofer IWES; Siemens AG; CUBE Engineering GmbH; Universität Hannover (2014a): Kombikraftwerk 2. Abschlussbericht.

Fraunhofer UMSICHT (2013): Machbarkeitsstudie für ein GuD-Kraftwerk mit Druckluftspeicher zur Kompensation fluktuierender Stromeinspeisung. Abschlussbericht für das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Technologie und Verkehr. Fraunhofer UMSICHT. Sulzbach-Rosenberg, Oberhausen.

Fraunhofer UMSICHT; TU Darmstadt; EnBW (2011): Netzintegrierte Stromspeicher zur Integration fluktuierender Energie - Technische Anforderungen, ökonomischer Nutzen, reale Einsatzszenarien. Abschlussbericht zum Verbundprojekt FKZ0327817. Oberhausen.

Gräbig, Markus; Erdmann, Georg; Röder, Stefan (2014): Assessment of residential battery systems (RBS): profitability, perceived value proposition, and potential business models. Technische Universität Berlin.

Hinüber, Gerd (2012): Ökonomische Rahmenbedingungen aus Unternehmensperspektive. In: Öko-Institut e.V. (Hg.): Jahrestagung 2012. Jahrestagung 2012 - "Energiewende - Gut vernetzt?". Berlin, 13.09.2012.

Hoppmann, Joern; Volland, Jonas; Schmidt, Tobias S.; Hoffmann, Volker H. (2014): The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems – A review and a simulation model. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 39, S. 1101–1118. DOI: 10.1016/j.rser.2014.07.068.

Huber, Matthias; Sänger, Florian; Hamacher, Thomas (2013): Das „Post-EEG“-Potenzial von Photovoltaik im privaten Strom- und Wärmesektor. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63 (Heft 9), S. 57–61.

iE - Leipziger Institut für Energie GmbH (2014): Wirtschaftlichkeit Batteriespeicher – Berechnung der Speicherkosten und Darstellung der Wirtschaftlichkeit ausgewählter Batterie-Speichersysteme. Leipzig.

IÖW – Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (2011): Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik. Beginn der dezentralen Energierevolution oder Nischeneffekt? Studie im Auftrag von Greenpeace Energy eG. Berlin.

ISEA (2012): Technology Overview on Electricity Storage. Overview on the potential and on the deployment perspectives of electricity storage technologies. Hg. v. Smart Energy for Europe Platform GmbH (SEFEP).

Kanngießer, Annedore (2014a): Entwicklung eines generischen Modells zur Einsatzoptimierung von Energiespeichern für die techno-ökonomische Bewertung stationärer Speicheranwendungen. Verlag Karl Maria Laufen. Oberhausen. – Zugl. Dissertation, TU Dortmund, 2013.

Kanngießer, Annedore (2014b): Techno-ökonomische Bewertung von Stromspeichern: Märkte und Erlöspotentiale (UMSICHT ZUR SACHE: «ENERGIE INTELLIGENT SPEICHERN»). 15.05.2014. Oberhausen.

Kanngießer, Annedore; Doetsch, Christian (2012): Modellbasierte Bewertung von Speicheranwendungen für Grobatterien im Netz. 2. VDI-Konferenz „Elektrochemische Energiespeicher für stationäre Anwendungen“. Fraunhofer UMSICHT. Ludwigsburg, 16.10.2012.

Kanngießer, Annedore; Wolf, Daniel; Schinz, Steffen; Frey, Hellmuth: Optimierte Netz- und Marktintegration von Windenergie und Photovoltaik durch Einsatz von Energiespeichern (2011). In: TU Wien (Hg.): Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT). Wien, 16.-18.02.2011, S. 20pp.

Keles, Dogan (2013a): Optimierter Einsatz von Wind-Speichersystemen unter Unsicherheit. In: VDI Tagung Optimierung in der Energiewirtschaft. 13.11.2013. Köln.

Keles, Dogan (2013b): Uncertainties in energy markets and their consideration in energy storage evaluation. Dissertation. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing (Produktion und Energie, 4).

Kloess, M.; Zach, K. (2014): Bulk electricity storage technologies for load-leveling operation – An economic assessment for the Austrian and German power market. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 59 (0), S. 111–122. DOI: 10.1016/j.ijepes.2014.02.002.

Koopmann, Simon; Wasowicz, Bartholomaus; Rath, Stephan; Pollok, Thomas; Schnettler, Armin: Evaluating Multifunctional Storage Usage for the Integration of Renewable Energies. In: 7th International Renewable Energy Storage Conference (IRES). 12.-14.11.2012. Berlin.

Kruck, Christoph (2008): Integration einer Stromerzeugung aus Windenergie und Speichersystemen unter besonderer Berücksichtigung von Druckluft-Speicherkraftwerken. Dissertation. Universität Stuttgart.

Loisel, Rodica; Mercier, Arnaud; Gatzen, Christoph; Elms, Nick; Petric, Hrvoje (2010): Valuation framework for large scale electricity storage in a case with wind curtailment. In: *Energy Policy* 38 (11), S. 7323–7337. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.08.007.

Lombardi, Pio; Rohrig, Christian; Rudion, Krzysztof; Marquardt, Roland; Müller-Mienack, Matthias; Estermann, André S. et al. (2014): An A-CAES pilot installation in the distribution system: A technical study for RES integration. In: *Energy Sci Eng* 2 (3), S. 116–127. DOI: 10.1002/ese3.38.

- Michaelis, J.; Genoese, F.; Wietschel, M. (2014): Evaluation of Large-Scale Hydrogen Storage Systems in the German Energy Sector. In: *Fuel Cells*, S. n/a. DOI: 10.1002/fuce.201300213.
- Muche, Thomas (2009): A real option-based simulation model to evaluate investments in pump storage plants. In: *Energy Policy* 37 (11), S. 4851–4862. DOI: 10.1016/j.enpol.2009.06.041.
- Oberschmidt, J.; Klobasa, M.; Genoese, F. (2013): Techno-economic analysis of electricity storage systems. In: *Electricity Transmission, Distribution and Storage Systems*: Elsevier, S. 281–308.
- Oberschmidt, Julia; Klobasa, Marian (2008): Economical and technical evaluation of energy storage systems. In: 3rd International Renewable Energy Storage Conference IRES.
- Planet GbR; Fraunhofer ISI; Fachhochschule Lübeck Projekt GmbH; KBB Underground Technologies; Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (2014): Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem. Abschlussbericht.
- Römer, Benedikt; Lerch, Christian (2010): How innovative business models increase the economic feasibility of stationary energy storage systems – potential, opportunities, risks. In: Eurosolar (Hg.): IRES 2010. 5th International Renewable Energy Storage Conference IRES 2010. 22.-24.11.2010. Berlin.
- Sandia National Laboratories (SNL) (2010): Energy Storage for the Electricity Grid. Benefits and Market Potential Assessment Guide. Albuquerque, New Mexico, Livermore, California (SAND2010-0815).
- Schill, Wolf-Peter; Kemfert, Claudia (2011): Modeling Strategic Electricity Storage: The Case of Pumped Hydro Storage in Germany. In: *EJ* 32 (3). DOI: 10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol32-No3-3.
- Schuller, Alexander; Rieger, Fabian (2013): Assessing the Economic Potential of Electric Vehicles to Provide Ancillary Services: The Case of Germany. In: *Z Energiewirtschaft* 37 (3), S. 177-194. DOI: 10.1007/s12398-013-0112-x.
- Staudacher, Thomas; Eller, Sebastian (2012): Dezentrale Stromversorgung eines Einfamilienhauses. Stromversorgung mit Photovoltaik, Batterie und Netzanschluss. In: *BWK - Das Energie Fachmagazin* (Band 64, Nr. 6), S. 66–72.
- Tabor, Constantin; Kandler, Christian: Simulation Dezentraler Elektrischer Energiespeicher. In: 13. Symposium Energieinnovation. 12.-14.02.2014. Graz.
- Völler, Steve (2010): Optimierte Betriebsführung von Windenergieanlagen durch Energiespeicher. Dissertation. Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal.
- Von Appen, Jan; Stetz, Thomas; Braun, Martin; Schmiegel, Armin (2014): Local Voltage Control Strategies for PV Storage Systems in Distribution Grids. In: *IEEE Trans. Smart Grid* 5 (2), S. 1002–1009. DOI: 10.1109/TSG.2013.2291116.
- Vrettos, Evangelos; Witzig, Andreas; Kurmann, Roland; Koch, Stephan; Andersson, Göran (2013): Maximizing Local PV Utilization Using Small-Scale Batteries and flexible thermal loads. Zürich.
- WEMAG AG (14.04.2014): Größter Batteriespeicher Europas erhält Akkus. Online verfügbar unter http://www.wemag.com/ueber_die_wemag/presse/pressemeldungen/2014/04_14_groesster-Batteriespeicher-Akku-Lieferung.html, zuletzt geprüft am 11.06.2014.
- WIP – Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik der TU Berlin (2014): Potentiale zur Erzielung von Deckungsbeiträgen für Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz, Österreich und Deutschland. Gutachten Gutachten im Rahmen des Projektes „Bewertung des Beitrags von Speichern und Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz, Österreich und Deutschland zur elektrischen Energieversorgung – Teilstudie b „ökonomische Untersuchungsgegenstände“. Berlin.
- Witzenhausen, A.; Drees, T.; Breuer, C.; Vom Stein, D.; Moser, A.: Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Speichertechnologien im mittelfristigen Zeitbereich. In: Internationaler ETG-Kongress 2013. 05.-06.11.2013. Berlin.

Wolf, Daniel; Budt, Marcus (2014): LTA-CAES – A low-temperature approach to Adiabatic Compressed Air Energy Storage. In: *Applied Energy* 125, S. 158–164. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.03.013.

Wolf, Daniel; Budt, Marcus; Prümper, H.-J. (2011): LTA-CAES Low-temperature adiabatic compressed air energie storage. In: IRES 2011. 6. Internationale Konferenz zur Speicherung Erneuerbarer Energien (IRES). Berlin, 28.-30.11.2011. S. 13pp.

Wolf, Daniel; Kanngießer, Annedore; Budt, Marcus; Doetsch, Christian (2012): Adiabatic Compressed Air Energy Storage co-located with wind energy—multifunctional storage commitment optimization for the German market using GOMES. In: *Energy Syst* 3 (2), S. 181–208. DOI: 10.1007/s12667-011-0044-7.

Younicos (06.02.2013): Erste Batterie am deutschen Regelleistungsmarkt. Younicos und Vattenfall gleichen mit Großbatterie in Berlin kurzfristige Netzschwankungen aus / Erstmals kommerzieller Einsatz am Markt für Primärregelleistung. Berlin. Online verfügbar unter http://www.younicos.com/de/mediathek/pressemeldungen/011_1MWPR-L-Vattenfall.html, 11.06.2014.

Zucker, Andreas; Hinchliffe, Timothee; Spisto, Amanda (2013): Assessing Storage Value in Electricity Markets. A literature review. Joint Research Centre of the European Commission. Luxembourg.

AP 4.2 Einfluss von Stromspeichern auf den Markt

Bruckner, Thomas; Kondziella, Hendrik; Böttger, Diana (2013): Batteriespeicher als Problemlöser im Energiesystem? Workshop Speichertechnologien. Berlin, 13.02.2013.

Dena; EWK; IAEW (2010): Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. Abschlussbericht.

Ehlers, Niels (2011): Strommarktdesign angesichts des Ausbaus fluktuierender Stromerzeugung. Dissertation. Technische Universität Berlin, Berlin.

Grimm, Vanessa (2007): Einbindung von Speichern für erneuerbare Energien in die Kraftwerkseinsatzplanung. Einfluss auf die Strompreise der Spitzenlast. Bochum: LEE (Schriftenreihe des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft, 16).

Kondziella, Hendrik; Bruckner, Thomas: Economic analysis of electricity storage applications in the German spot market for 2020 and 2030. In: ENERDAY 2012.

Schill, Wolf-Peter (2011): Electric vehicles in imperfect electricity markets: The case of Germany. In: *Energy Policy* 39 (10), S. 6178–6189. DOI: 10.1016/j.enpol.2011.07.018.

Schill, Wolf-Peter; Kemfert, Claudia (2011): Modeling Strategic Electricity Storage: The Case of Pumped Hydro Storage in Germany. In: *EJ* 32 (3). DOI: 10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol32-No3-3.

AP 5.1 Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern

Ahlert, Klaus-Henning (2010): Economics of Distributed Storage Systems - An economic analysis of arbitrage-maximizing storage systems at the end consumer level. Dissertation. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing.

Braun, Martin; Büdenbender, Kathrin; Magnor, Dirk; Jossen, Andreas (2009): PHOTOVOLTAIC SELF-CONSUMPTION IN GERMANY USING LITHIUM-ION STORAGE TO INCREASE SELF-CONSUMED PHOTOVOLTAIC ENERGY. In: 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition.

Dallinger, David; Krampe, Daniel; Wietschel, Martin (2011): Vehicle-to-Grid Regulation Reserves Based on a Dynamic Simulation of Mobility Behavior. In: *IEEE Trans. Smart Grid* 2 (2), S. 302–313. DOI: 10.1109/TSG.2011.2131692.

- Dena und EWK (2008): Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken. Abschlussbericht für die Vattenfall Europe Transmission GmbH. Berlin.
- Fraunhofer IWES; IAEW; Stiftung Umweltenergierecht (2014b): ROADMAP SPEICHER. Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherrförderung.
- Gatzen, Christoph (2008): The economics of power storage. Theory and empirical analysis for Central Europe. München: Oldenbourg Industrieverlag (Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, 63).
- Genoese, Fabio (2013): Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing.
- Gerblinger, Anton; Wiest, Michael (2013): Eigenverbrauch in Privathaushalten – Chance mit vielen Facetten. Große Anlage ohne Speicher am wirtschaftlichsten. In: *Ew - Elektrizitätswirtschaft* 112 (12), S. 42–45.
- Hoppmann, Joern; Volland, Jonas; Schmidt, Tobias S.; Hoffmann, Volker H. (2014): The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems – A review and a simulation model. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 39, S. 1101–1118. DOI: 10.1016/j.rser.2014.07.068.
- Huber, Matthias; Sängler, Florian; Hamacher, Thomas (2013): Das „Post-EEG“-Potenzial von Photovoltaik im privaten Strom- und Wärmesektor. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63 (Heft 9), S. 57–61.
- iE - Leipziger Institut für Energie GmbH (2014): Wirtschaftlichkeit Batteriespeicher – Berechnung der Speicherkosten und Darstellung der Wirtschaftlichkeit ausgewählter Batteriespeichersysteme. Leipzig.
- Kanngießer, Annedore (2014b): Techno-ökonomische Bewertung von Stromspeichern: Märkte und Erlöspotentiale (UMSICHT ZUR SACHE: «ENERGIE INTELLIGENT SPEICHERN»). 15.05.2014. Oberhausen.
- Keles, Dogan (2013a): Optimierter Einsatz von Wind-Speichersystemen unter Unsicherheit. In: VDI Tagung Optimierung in der Energiewirtschaft. 13.11.2013. Köln.
- Keles, Dogan (2013b): Uncertainties in energy markets and their consideration in energy storage evaluation. Dissertation. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing (Produktion und Energie, 4).
- Kloess, M.; Zach, K. (2014): Bulk electricity storage technologies for load-leveling operation – An economic assessment for the Austrian and German power market. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 59 (0), S. 111–122. DOI: 10.1016/j.ijepes.2014.02.002.
- Loisel, Rodica; Mercier, Arnaud; Gatzen, Christoph; Elms, Nick; Petric, Hrvoje (2010): Valuation framework for large scale electricity storage in a case with wind curtailment. In: *Energy Policy* 38 (11), S. 7323–7337. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.08.007.
- Madlener, Reinhard; Latz, Jochen (2013): Economics of centralized and decentralized compressed air energy storage for enhanced grid integration of wind power. In: *Applied Energy* 101, S. 299–309. DOI: 10.1016/j.apenergy.2011.09.033.
- Muche, Thomas (2009): A real option-based simulation model to evaluate investments in pump storage plants. In: *Energy Policy* 37 (11), S. 4851–4862. DOI: 10.1016/j.enpol.2009.06.041.
- Nekrassov, Andrei; He, Xian; Prestat, Bruno (2011): Efficiency analysis of incentive mechanisms for energy storage integration into electrical systems. 2011 IEEE Trondheim PowerTech.
- Nielsen, Lasse (2013): GuD-Druckluftspeicherkraftwerk mit Wärmespeicher. 1. Aufl. Göttingen: Cuvillier (Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN), 14). – Zugl. Dissertation, TU Braunschweig, 2013.

- Oberschmidt, J.; Klobasa, M.; Genoese, F. (2013): Techno-economic analysis of electricity storage systems. In: *Electricity Transmission, Distribution and Storage Systems*: Elsevier, S. 281–308.
- Oberschmidt, Julia; Klobasa, Marian (2008): Economical and technical evaluation of energy storage systems. In: *3rd International Renewable Energy Storage Conference IRES*.
- Oudalov, Alexandre; Beuhler, Tilo; Chartouni, Daniel (2008): Utility Scale Applications of Energy Storage. In: *Energy 2030 Conference, 2008. ENERGY 2008. IEEE 2008*, S. 1–7.
- Oudalov, Alexandre; Chartouni, Daniel; Ohler, Christian (2007): Optimizing a Battery Energy Storage System for Primary Frequency Control. In: *IEEE Trans. Power Syst.* 22 (3), S. 1259–1266. DOI: 10.1109/TPWRS.2007.901459.
- Oudalov, Alexandre; Chartouni, Daniel; Ohler, Christian; Linhofer, G. (2006): Value Analysis of Battery Energy Storage Applications in Power Systems. In: *Power Systems Conference and Exposition 2006*, S. 2206–2211.
- Pesch, Thiemo; Stenzel, Peter (2013): Analysis of the market conditions for storage in the German day-ahead and secondary control market. In: *10th International Conference on the IEEE, 2013*.
- Römer, Benedikt; Lerch, Christian (2010): How innovative business models increase the economic feasibility of stationary energy storage systems – potential, opportunities, risks. In: *Eurosolar (Hg.): IRES 2010. 5th International Renewable Energy Storage Conference IRES 2010. Berlin, 22.-24.11.2010*.
- Rudolf, Viktor; Papastergiou, Konstantinos D. (2013): Financial analysis of utility scale photovoltaic plants with battery energy storage. In: *Energy Policy* 63 (0), S. 139–146. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.08.025.
- Schuller, Alexander; Rieger, Fabian (2013): Assessing the Economic Potential of Electric Vehicles to Provide Ancillary Services: The Case of Germany. In: *Z Energiewirtschaft* 37 (3), S. 177–194. DOI: 10.1007/s12398-013-0112-x.
- Staudacher, Thomas; Eller, Sebastian (2012): Dezentrale Stromversorgung eines Einfamilienhauses. Stromversorgung mit Photovoltaik, Batterie und Netzanschluss. In: *BWK - Das Energie Fachmagazin* (Band 64, Nr. 6), S. 66–72.
- Wolf, Daniel; Budt, Marcus (2014): LTA-CAES – A low-temperature approach to Adiabatic Compressed Air Energy Storage. In: *Applied Energy* 125, S. 158–164. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.03.013.
- Wolf, Daniel; Budt, Marcus; Prümper, H.-J. (2011): LTA-CAES Low-temperature adiabatic compressed air energie storage. In: *IRES 2011. 6. Internationale Konferenz zur Speicherung Erneuerbarer Energien (IRES). Berlin, 28.-30.11.2011*. S. 13pp.
- Wolf, Daniel; Kanngießer, Annedore; Budt, Marcus; Doetsch, Christian (2012): Adiabatic Compressed Air Energy Storage co-located with wind energy—multifunctional storage commitment optimization for the German market using GOMES. In: *Energy Syst* 3 (2), S. 181–208. DOI: 10.1007/s12667-011-0044-7.
- Zucker, Andreas; Hinchliffe, Timothée (2014): Optimum sizing of PV-attached electricity storage according to power market signals – A case study for Germany and Italy. In: *Applied Energy* 127 (0), S. 141–155. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.04.038.

AP 5.2 Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen

Agora Energiewende (Hg.) (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. OTH FENES Regensburg; IAEW RWTH Aachen; iSEA RWTH Aachen; ef.Ruhr.

- BET (2011): Kapazitätsmarkt. Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung. Aachen.
- CONSENTEC; r2b energy consulting (2010): Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Endbericht. Aachen, Köln.
- Dena; IAEW (2012): Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt. (Integration EE). Endbericht. Berlin.
- Dena; TU Dortmund; Brunekreeft, Gert (2012): dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Berlin.
- E-Bridge; IAEW; Offis (2014) „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Verteilernetzstudie). Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- EEG (2014): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien. Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014.
- EEN TU München (2013): Verteilnetzstudie Bayern 2013. Ausbaubedarf bis 2021 - Basisszenario. Zwischenbericht.
- Energynautics, Öko-Institut, Bird & Bird (2014): Verteilnetzstudie Rheinlandpfalz. Hg. v. Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung (Rheinland-Pfalz) (Version: Endbericht).
- EWI (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Endbericht. Köln.
- Fraunhofer IWES; IAEW RWTH Aachen; Stiftung Umweltenergierecht (2014b): ROADMAP SPEICHER. Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung.
- Genoese, Fabio; Genoese, Massimo (2014): Assessing the value of storage in a future energy system with a high share of renewable electricity generation. In: *Energy Systems* 5, S. 19–44.
- Genoese, Fabio; Genoese, Massimo; Wietschel, Martin: Ökonomische Bewertung mittelfristiger Kraftwerks- und Stromspeicheroptionen zur verbesserten Integration erneuerbarer Energien. In: VDI Tagung Optimierung in der Energiewirtschaft 2011, VDI-Berichte 2157, S. 183–199.
- Huber, Matthias; Sängler, Florian; Hamacher, Thomas (2013): Das „Post-EEG“-Potenzial von Photovoltaik im privaten Strom- und Wärmesektor. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63 (Heft 9), S. 57–61.
- Huber, Richard (2014): EnBW Verteilnetzstudie. Hg. v. Netze BW.
- IER Universität Stuttgart (2010): Herausforderungen eines Elektrizitätsversorgungssystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Studie. Stuttgart.
- Lombardi, Pio; Röhrig, Christian; Rudion, Krzysztof; Marquardt, Roland; Müller-Mienack, Matthias; Estermann, André S. et al. (2014): An A-CAES pilot installation in the distribution system: A technical study for RES integration. In: *Energy Sci Eng* 2 (3), S. 116–127. DOI: 10.1002/ese3.38.
- p3 energy; IFHT (2013): Technologieoptionen für den Verteilungsnetzausbau in Deutschland – Marktanalyse und Bewertung. Schlussbericht. Aachen.
- SRU (2011): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten. Berlin: Erich Schmidt Verlag.
- Unger, Daniel; Laudahn, Stefan; Engel, Bernd (2014): Teilnahme von Photovoltaikanlagen an der Primärregelleistung. In: *13. Symposium Energieinnovation, Graz, 12.-14.02.2014*.
- Wolf, Daniel; Kanngießer, Annedore; Budt, Marcus; Doetsch, Christian (2012): Adiabatic Compressed Air Energy Storage co-located with wind energy—multifunctional storage commitment optimization for the German market using GOMES. In: *Energy Syst* 3 (2), S. 181–208. DOI: 10.1007/s12667-011-0044-7.

AP 6 Einsatz Power-to-Gas

Agora Energiewende (Hg.) (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. OTH FENES Regensburg; IAEW RWTH Aachen; iSEA RWTH Aachen; ef.Ruhr.

ChemCoast; Nord Deutschland; metropolregion hamburg; EY; ludwig bölkow systemtechnik; BBH - Becker Büttner Held (Hg.) (2013): Fahrplan zur Realisierung einer Windwasserstoff-Wirtschaft in der Region Unterelbe. Wertschöpfungspfade für die Windwasserstoff-Produktion an der Unterelbe.

crop.energies: Bioethanol. Politische Rahmenbedingungen in der EU und in Deutschland.

DLR, Fraunhofer IWES, IfnE: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. BMU - FKZ 03MAP146.

DLR; Fraunhofer IWES; IfnE (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. BMU-Leitstudie 2010.

DLR; ifeu; Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH; DBFZ (2014): Power-to-Gas (PtG) im Verkehr. Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven.

DVGW; DBI; e.on Ruhrgas; Fraunhofer IWES; Verbundnetz Gas AG (2013): Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. Abschlussbericht DVGW-Förderzeichen G 1-07-10.

DVGW; DBI; gwi; Forschungszentrum Jülich (2011): Bewertung der Energieversorgung mit leistungsgebundenen gasförmigen Brennstoffen im Vergleich zu anderen Energieträgern.

ETG-Task Force Energiespeicherung (2012): Energiespeicher für die Energiewende. Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG). Hg. v. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. VDE. Frankfurt am Main.

ETOGAS (2014): "Power-to-Gas" - Errichtung und Betrieb einer Forschungsanlage zur Speicherung von erneuerbarem Strom als erneuerbares Methan im 250 kW-Maßstab. Abschlussbericht für das Teilvorhaben von ETOGAS.

Fraunhofer IWES (2014b): Analyse von Power-to-Gas-Energiespeichern im regenerativen Energiesystem. Teilvorhaben des Verbundprojekts Power-to-Gas Errichtung und Betrieb einer Forschungsanlage zur Speicherung von erneuerbarem Strom als erneuerbares Methan im 250 kW-Maßstab. Abschlussbericht.

Fraunhofer IWES (Hg.) (2014a): Geschäftsmodell Energiewende.

GermanHy (2009): Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050. Berlin.

Hartmann, Niklas; Eltrop, Ludger; Bauer, Nikolaus; Salzer, Johannes; Schwarz, Simon; Schmidt, Maike (2012): Stromspeicherpotenziale für Deutschland. Hg. v. zfes - Zentrum Energieforschung Stuttgart. Universität Stuttgart; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER); Institut für Strömungsmechanik und Hydraulische Strömungsmaschinen (IHS); Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW).

Holzhammer U.; Grope, J. (2012): Ökonomische Analyse der Nutzungsmöglichkeiten von Biomethan. VDI Wissensforum, 2012.

IAEW RWTH Aachen; Bergische Universität Wuppertal; DBI; DVGW (2014): Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie.

- Jentsch, M. (2014): Potenziale von Power-to-Gas Energiespeichern. Modellbasierte Analyse des markt- und netzseitigen Einsatzes im zukünftigen Stromversorgungssystem. Dissertation. Universität Kassel. Eingereicht, noch nicht veröffentlicht.
- Jentsch, Mareike; Trost, Tobias; Sterner, Michael (2014): Optimal Use of Power-to-Gas Energy Storage Systems in an 85% Renewable Energy Scenario. In: *Energy Procedia* 46, S. 254–261. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.01.180.
- Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (2013): Analyse der Kosten Erneuerbarer Gase. Hg. v. BEE - Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
- Michaelis, J.; Genoese, F.; Wietschel, M. (2014): Evaluation of Large-Scale Hydrogen Storage Systems in the German Energy Sector. In: *Fuel Cells*, S. n/a. DOI: 10.1002/fuce.201300213.
- Moser, Albert; Rotering, Niklas; Breuer, Christopher (2012): Gas-Infrastrukturen zur Unterstützung des Stromnetzes. In: *energie | wasser-praxis* (12/2012 - DVGW Jahresrevue).
- Oberschmidt, Julia; Klobasa, Marian (2008): Economical and technical evaluation of energy storage systems. In: 3rd International Renewable Energy Storage Conference IRES.
- Öko-Institut e.V. (Hg.) (2013): Treibhausgasneutraler Verkehr 2050: Ein Szenario zur zunehmenden Elektrifizierung und dem Einsatz stromerzeugter Kraftstoffe im Verkehr.
- PIK Potsdam-Institut für Klimaforschung e. V. (2013): Analyse des Klimaschutzpotenzials der Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff und Methan.
- Planet GbR; Fraunhofer ISI; Fachhochschule Lübeck Projekt GmbH; KBB Underground Technologies; Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (2014): Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem. Abschlussbericht.
- Prognos AG; EWI; GWS (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Projekt Nr. 12/10. Studie. Basel, Köln, Osnabrück.
- Sailer, Frank (2012): Das Recht der Energiespeicherung nach der Energiewende - die neuen Regelungen zur Stromspeicherung im EnWG und EEG. In: *ZNER* (2), S. 153–162.
- Smolinka, Tom; Günther, Martin; Garcke, Jürgen (2010): „Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien“. NOW-Studie; Kurzfassung des Abschlussberichts. Fraunhofer IWES; FCBAT.
- Trost, T.; Sterner, M.; Jentsch, M.: Mobility costs analysis and life cycle assessment of power-to-gas as alternative fuel. In: Eurosolar (Hg.): 6th International Renewable Energy Storage Conference. Berlin, November 2011.
- UBA (2010): Energieziel 2050. 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen. Dessau-Roßlau.
- Umweltbundesamt (Hg.): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Climate Change 07/2014.
- Valentin, F.; Bredow, H. v. (2011): Power-to-Gas: Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und synthetisches Gas aus erneuerbaren Energien. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 61 (12).
- Wietschel, Martin; Arens, Marlene; Dötsch, Christian; Herkel, Sebastian; Krewitt, Wolfram; Markewitz, Peter et al. (Hg.) (2010): Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung: Technologienbericht. Fraunhofer ISI. Stuttgart: Fraunhofer Verlag (ISI-Schriftenreihe Innovationspotenziale).
- WWF Deutschland (Hg.) (2009): Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken. Endbericht. 31-6853. Öko-Institut e.V.; Prognos. Basel/Berlin.

AP 7 Speicher im Strommarkt

Agora Energiewende (Hg.) (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. OTH FENES Regensburg; IAEW RWTH Aachen; iSEA RWTH Aachen; ef.Ruhr.

BEE - Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. BEE - Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.; Greenpeace Energy; IZES gGmbH (2012): Kompassstudie Marktdesign. Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien.

BET (2011): Kapazitätsmarkt. Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung. Aachen.

Connect Energyeconomics; CONSENTEC; Fraunhofer ISI; r2b - research to business energy consulting GmbH (2014): Leitstudie Strommarkt Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns. Endbericht.

CONSENTEC (2012): Versorgungssicherheit effizient gestalten – Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland. Abschlussbericht.

DENA - Deutsche Energie-Agentur GmbH (2014b): Den wirtschaftlichen Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken ermöglichen. Positionspapier - dena-Plattform Pumpspeicherkraftwerke.

efzn - Energieforschungszentrum Niedersachsen (Hg.) (2013): Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit. Studie; Abschlussbericht. efzn - Energieforschungszentrum Niedersachsen. Goslar (FA 43/12).

EWI (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Endbericht. Köln.

Fraunhofer IWES; IAEW RWTH Aachen; Stiftung Umweltenergierecht (2014b): ROADMAP SPEICHER. Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung.

Frontier Economics; CONSENTEC (2014): Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment). Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).

Frontier Economics; formaet services (2014): Strommarkt in Deutschland. Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).

NREL - National Renewable Energy Laboratory (Hg.) (2010): The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation. Technical Report. (NREL/TP-6A2-47187).

r2b - research to business energy consulting GmbH; Connect Energyeconomics; CONSENTEC; Fraunhofer ISI (2014): Endbericht Leitstudie Strommarkt Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen.

TU Wien (2013): Barrieren für Pumpspeicher in Österreich. Bericht zur öffentlichen Konsultation. Deliverable 5.3 stoRE Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent Renewable Energy.

ZSW (2014): Dynamische Simulation der Ausbauszenarien für erneuerbare Stromversorgung in Baden-Württemberg bis 2050 nach dem Gutachten zur Vorbereitung eines Klimaschutzgesetzes (SimBW). Speicherbedarf in Deutschland und Baden-Württemberg. Abschlussbericht.