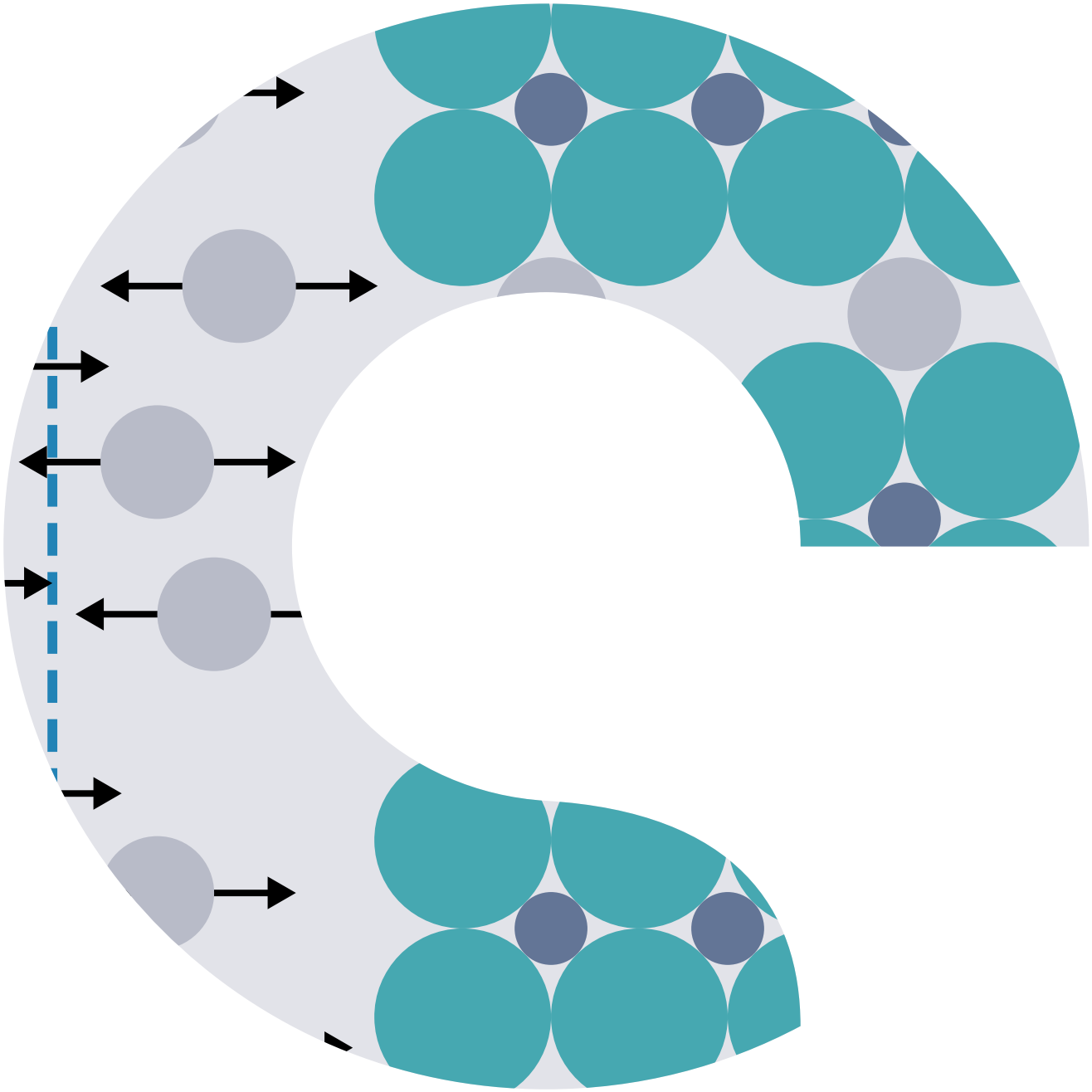
Stromspeicher in der Energiewende

Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz

STUDIE

Anlage B-01

Agora Energiewende



ef RUHR DIE ENERGIEDENKFABRIK

FENES FORSCHUNGSSTELLE FÜR ENERGIENETZE UND ENERGIESPEICHER

IAEW RWTH AACHEN

ISEA Institute for Power Electronics and Electrical Drives RWTH AACHEN

Stromspeicher in der Energiewende

IMPRESSUM

STUDIE

Stromspeicher in der Energiewende
Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz

ERSTELLT VON

Agora Energiewende
Rosenstraße 2
10178 Berlin

Projektleitung:
Daniel Fürstenwerth
daniel.fuerstenwerth@agora-energiewende.de
Lars Waldmann
lars.waldmann@agora-energiewende.de

DURCHFÜHRUNG DER STUDIE

Koordination der Studie, Annahmen und Märkte für *Power-to-Gas*: FENES, Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher | OTH Regensburg | 93053 Regensburg | Prof. Michael Sterner | Martin Thema | Fabian Eckert
Analysen auf Ebene des Übertragungsnetzes:
IAEW, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft | RWTH Aachen |52056 Aachen |
Prof. Albert Moser | Dr. Andreas Schäfer | Tim Drees
Analysen auf Ebene der Verteilnetze: ef.Ruhr GmbH | 44227 Dortmund | Prof. Christian Rehtanz |
Dr. Ulf Häger | Jan Kays | André Seack
Annahmen und Märkte für Batteriespeicher:
ISEA, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe | RWTH Aachen | 52056 Aachen |
Prof. Dirk Uwe Sauer | Dr. Matthias Leuthold |
Philipp Stöcker

DANKSAGUNG

Wir danken den Mitgliedern des Begleitkreises für ihren Beitrag zu den Diskussionen. Die Ergebnisse und Schlussfolgerungen stellen jedoch nicht notwendigerweise die Meinung der Mitglieder des Begleitkreises dar. Die Verantwortung hierfür liegt ausschließlich bei Agora Energiewende und den beteiligten Instituten.
Im Begleitkreis waren vertreten: 50Hertz Transmission GmbH | Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, und Medien, Energie und Technologie | Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. | Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e. V. | Bundesministerium für Wirtschaft und Energie | Bundesnetzagentur| Bundesverband Energiespeicher e. V. | Deutsche Energie-Agentur GmbH | Deutsche Umwelthilfe | Deutscher Alpenverein e. V. | EWE Aktiengesellschaft | Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen | Ministerium für Wissenschaft und Wirtschaft des Landes Sachsen-Anhalt | Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie | Umweltbundesamt | Verbraucherzentrale Bundesverband e. V.

Satz: Maren Rabe, www.marenrabe.com

Korrektorat: infotext GbR

Titelbild: Eigene Darstellung

050/10-S-2014/DE
Veröffentlichung: September 2014

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

die Erzeugung von Strom aus Wind- und Solarenergieanlagen richtet sich nach dem Wetter und nicht nach der Nachfrage nach Strom.

Daher liegt es nahe, Strom in Zeiten von viel Sonne und Wind zu speichern, um ihn in Zeiten von wenig Sonne und Wind zu verbrauchen.

Im Hinblick auf den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien stellt sich daher die Frage, wann wir wie viele Stromspeicher für die Energiewende brauchen.

Diese Frage hat Agora Energiewende von einem Konsortium führender Experten untersuchen lassen.

Der Schwerpunkt lag dabei auf einer Betrachtung der Kosten des Stromsystems bei einem Ausbau der Erneuerbaren Energien bis zu 90 Prozent in Deutschland.

Die Ergebnisse bieten einige auch für Experten spannende Erkenntnisse und regen zu weiteren Untersuchungen an. Um eine weitergehende Diskussion zu unterstützen, sind alle verwendeten Annahmen auf der Website von Agora Energiewende veröffentlicht.

Ich wünsche Ihnen eine anregende Lektüre!
Ihr
Dr. Patrick Graichen
Direktor Agora Energiewende

Die Ergebnisse auf einen Blick

1. **Der Ausbau der Erneuerbaren Energien muss nicht auf Stromspeicher warten.**
In den nächsten 10 bis 20 Jahren kann die benötigte Flexibilität im Stromsystem durch andere Flexibilitätsoptionen (zum Beispiel flexible Kraftwerke, Lastmanagement) günstiger bereitgestellt werden als durch neue Stromspeicher. Erst bei sehr hohen Anteilen von Erneuerbaren Energien werden neue Stromspeicher wirklich benötigt.

2. **Der Markt für neue Energiespeicher wird dynamisch wachsen.**
Neue Märkte für Batterien und *Power-to-X* entstehen insbesondere im Verkehrs- und Chemiesektor. Diese können Flexibilität im Stromsektor als Zusatznutzen anbieten. Forschung und Entwicklung sowie Marktanreizprogramme sind daher auf eine systemunterstützende Integration auszurichten.

3. **Speicher müssen gleichberechtigten Zugang zu Märkten für Flexibilität erhalten.**
Schon heute können Speicher einige Systemdienstleistungen kosteneffizient erbringen. Märkte für Flexibilität – wie der Regelleistungsmarkt oder ein zukünftiger Kapazitätsmarkt – müssen deshalb technologieoffen ausgestaltet werden.

4. **Im Verteilnetz sollten Speicher ein Element im Baukasten der Netzbetreiber werden.**
In speziellen Fällen können netzdienlich eingesetzte Speicher den Netzausbau in der Niederspannungsebene kosteneffizient vermeiden. Der regulatorische Rahmen sollte solche kosteneffizienten Entscheidungen grundsätzlich ermöglichen.

Kernergebnisse und Schlussfolgerungen

1. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien muss nicht auf Stromspeicher warten

Mit dem Anteil an Erneuerbaren Energien steigt der Bedarf an Flexibilität im Stromsystem in Deutschland. Dieser Bedarf kann in den nächsten 10 bis 20 Jahren, das heißt bei einem Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch von 40 bis 60 Prozent, durch andere Flexibilitätsoptionen kostengünstiger gedeckt werden als durch neue Stromspeicher. Insbesondere können steuerbare Kraftwerke in Zeiten von viel Wind und Sonne ausgeschaltet und in Zeiten von wenig Wind und Sonne benutzt werden. Zusammen mit dem stromgeführten Einsatz von KWK-Anlagen, Lastmanagement sowie dem Stromhandel mit dem Ausland, bietet diese Option in den nächsten 20 Jahren ausreichende kostengünstige Flexibilität für den Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage. Investitionen in neue Stromspeicher für den Erzeugungsausgleich führen in diesem Zeithorizont aufgrund der nach wie vor relativ hohen Investitionskosten nur in einem äußerst begrenzten Maß zu einer Reduktion der Gesamtkosten des Stromversorgungssystems.

Bei sehr hohen Anteilen von Erneuerbaren Energien, auf jeden Fall bei 90 Prozent, wird eine vollständige Integration von Erneuerbaren Energien in das Stromsystem ohne neue Stromspeicher zunehmend schwierig. In dem in dieser Studie betrachtetem *90-Prozent-Szenario* können etwa zehn Gigawatt an Stromspeichern einen Beitrag zu der Reduktion der Kosten für die Stromversorgung in Deutschland leisten. Die in Zukunft optimale Menge und Kombination an Stromspeichern wird insbesondere abhängig sein von den Investitionskosten für neue Speichersysteme, der Verfügbarkeit von alternativen Flexibilitätsoptionen (wie neuen flexiblen Stromverbrauchern) sowie der Art und Geschwindigkeit des Ausbaus der Erneuerbaren Energien.

2. Der Markt für neue Energiespeicher wird dynamisch wachsen

Neben dem Ausgleich der Erzeugung von Windkraft- und Solaranlagen entstehen zukünftig sowohl für Batterietechnologien als auch für *Power-to-X* (das heißt *Power-to-Heat*, *Power-to-Gas*, *Power-to-Chemicals)* bedeutende neue Märkte. Neben dem Einsatz von Wärmespeichern zur Flexibilisierung der KWK und für *Power-to-Heat* werden solche neuen Märkte insbesondere im Verkehrs- und Chemiesektor entstehen. Aufgrund der sinkenden Kosten der entsprechenden Speichertechnologien wird der Ersatz von fossilen Rohstoffen durch Strom aus Windkraft- und Solaranlagen in diesen Sektoren in Zukunft zunehmend attraktiv.

In welcher Geschwindigkeit und Reihenfolge sich diese Märkte entwickeln, ist aus heutiger Sicht nicht eindeutig und hängt unter anderem von der Ambition ab, mit der die Ziele für Erneuerbaren Energien jenseits des Stromsektors verfolgt werden. Langfristig können jedoch neue Energiespeicher aus anderen Sektoren wie Wärme, Verkehr, Chemie mit installierten Leistungen in Dimensionen von über 100 Gigawatt das deutsche Stromsystem prägen. In Abhängigkeit von zukünftigen Rahmenbedingungen und möglichen Präferenzen für eine möglichst hohe Selbstversorgung kann zusätzlich ein Markt für Batteriespeicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs bei allen Verbrauchergruppen – Industrie, Gewerbe und Haushalte – entstehen. Zukünftige Regulierungen sollten diesen neuen Markt ermöglichen und gleichzeitig verhindern, dass neue Batteriespeicher sich über eine Vermeidung von notwendigen Gemeinkosten refinanzieren.

Alle neuen Energiespeicher können neben ihrem primären Anwendungsbereich als Zusatznutzen Flexibilität im Stromsektor bereitstellen. Um diese Flexibilität mittel- bis langfristig zu erschließen, sollten bestehende und zukünftige Forschung und Entwicklung sowie Marktanreizprogramme auf eine systemunterstützende Integration ausgerichtet werden.

3. Speicher müssen gleichberechtigten Zugang zu Märkten für Flexibilität erhalten

Durch den sinkenden Beitrag der steuerbaren Kraftwerke zur Stromerzeugung wird es in Zukunft wichtiger, dass auch die anderen Flexibilitätsoptionen inklusive Speicher einen Beitrag zum Ausgleich von Stromerzeugung und –nachfrage leisten. Schon heute können Speicher einige Systemdienstleistungen kosteneffizient erbringen. Aufgrund ihrer Fähigkeit zur schnellen Reaktion werden beispielsweise Batteriespeicher am Markt für Primärenergie eingesetzt. Grundsätzlich können Speicher auch zur Versorgungssicherheit in einzelnen Stunden beitragen, sofern zum Zeitpunkt des Einsatzes hinreichend Energie gespeichert ist.

Um einen möglichst freien und technologieoffenen Wettbewerb zu ermöglichen, gilt es sicherzustellen, dass Speicher gleichberechtigt mit anderen Flexibilitätsoptionen an den Märkten für Systemdienstleistungen sowie an einem möglichen zukünftigen Kapazitätsmarkt teilnehmen können.

4. Im Verteilnetz sollten Speicher ein Element im Baukasten der Netzbetreiber werden

Durch neue Windkraft- und Solaranlagen können Anpassungen auf Ebene der Verteilnetze erforderlich werden. Neben dem Ausbau der Netze können dabei auch Batteriespeicher sowie eine Abregelung von Erzeugungsspitzen der Erneuerbaren Energien in Betracht gezogen werden. Auf Ebene der Niederspannungsnetze kann in speziellen Fällen eine Kombination aus Batteriespeichern und/oder Abregelung von Erzeugungsspitzen kostenoptimal sein. Um die Verteilnetzbetreiber zu befähigen, die Kosten für den Netzausbau zu minimieren, sollte ein Einsatz von Speichern zur dauerhaften oder zeitweisen Vermeidung von Netzausbau in der Niederspannungsebene ermöglicht werden. Dabei ist eine fallspezifische Betrachtung unerlässlich.

Batteriespeicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs in Kombination mit Solaranlagen können bei einem netzdienlichen Einsatz zudem eine entlastende Wirkung auf das Verteilnetz haben. Durch geeignete Auslegung und Parametrierung ist solch ein Einsatz auch ohne Investitionen in Kommunikationstechnik möglich.

Auf Ebene der Mittelspannungs- und Hochspannungsnetze ist der Einsatz von Batteriespeichern hingegen keine kosteneffiziente Lösung, um Netzausbau zu vermeiden. Hierfür wären sehr große Energiespeichermengen erforderlich, für welche die Investitionskosten die Kosten des Netzausbaus in allen untersuchten Fällen weit übersteigen.

Die Ergebnisse sind robust, geben aber auch Hinweise auf künftigen Forschungsbedarf

Wie in allen Modellen haben die getroffenen Annahmen einen großen Einfluss auf die Ergebnisse. Die Szenarien in dieser Studie wurden intensiv diskutiert und durch Sensitivitätsanalysen ergänzt. Der Schwerpunkt wurde dabei auf die Betrachtung einer wahrscheinlichen Zukunft gelegt: Ein europäisch vernetzter Strommarkt mit moderatem Ausbau der Grenzkuppelstellen und anderer Flexibilitätsoptionen (insbesondere Gaskraftwerke und *Demand-Side-Management*) sowie ein deutlicher, aber im Vergleich zu Deutschland verzögerter Ausbau der Erneuerbaren Energien in den Nachbarländern wurde dabei unterstellt.

Eine viel diskutierte Annahme dieser Studie ist der verzögerungsfreie Netzausbau innerhalb Deutschlands. Die Ergebnisse aus anderen Studien (zum Beispiel die *Optimierungs-Studie* von Agora Energiewende 2013 beziehungsweise die *Roadmap Speicher* von Fraunhofer IWES/IAEW/SUER 2014) zeigen jedoch, dass Verzögerungen im Netzausbau um mehrere Jahre keinen signifikanten Einfluss auf die Ergebnisse haben. Auch ein verzögerter Netzausbau ändert somit nichts grundsätzlich an dem Ergebnis, dass der bei bis zu 60 Prozent Erneuerbaren Energien entstehende Flexibilitätsbedarf des Stromsystems durch andere Flexibilitätsoptionen kostengünstiger gedeckt werden kann als durch neue Stromspeicher. Noch zu ermitteln

ist hingegen das langfristige Optimum zwischen innerdeutschem Netzausbau und anderen Flexibilitätsoptionen, da der „Netzausbau bis zur letzten kWh" teurer ist als ein optimaler Mix aller Flexibilitätsoptionen und aufgrund von fehlender Akzeptanz ein vollständiger Netzausbau eventuell nicht oder nur verzögert umgesetzt werden kann.

In dieser Studie nicht betrachtet wurden zudem Szenarien, in denen die Erneuerbaren Energien in Deutschland oder Europa sehr viel schneller als erwartet ausgebaut werden, zum Beispiel im Fall eines Durchbruchs der Photovoltaiktechnologie, oder in denen kostengünstige Flexibilitätsoptionen wie Netzausbau, der Bau neuer Gasturbinen oder Lastmanagement auch langfristig nicht erschlossen werden. Ebenfalls nicht betrachtet wurden die Effekte von sehr großen Mengen an Energiespeichern in anderen Sektoren auf das Stromsystem. Die Ergebnisse der entsprechenden Marktbetrachtungen zeigen, dass insbesondere hier weiterer Forschungsbedarf besteht.

Inhalt

1	**Zusammenfassung der Erkenntnisse**	**11**
1.1	Erkenntnisse zur Einordnung von Energiespeichern	12
1.2	Erkenntnisse zum mittelfristigen Bedarf an Stromspeichern auf Ebene des Übertragungsnetzes	14
1.3	Erkenntnisse zum langfristigen Bedarf an Stromspeichern auf Ebene des Übertragungsnetzes	16
1.4	Erkenntnisse zum Bedarf an Stromspeichern auf Ebene des Verteilnetzes	17
1.5	Erkenntnisse zum Bedarf an Stromspeichern für Systemdienstleistungen	19
1.6	Erkenntnisse zu Märkten für Batteriespeicher und *Power-to-Gas* außerhalb des Strommarkts	19
1.7	Ausgewählte Handlungsempfehlungen und Ausblick	22
1.8	Diskussion der Wechselwirkungen zwischen Annahmen und Ergebnissen	23
2	**Fragestellung, Methodik und wesentliche Annahmen**	**25**
2.1	Ausgangspunkt	25
2.2	Zielsetzung und Fragestellungen	25
2.3	Abgrenzung zu anderen Arbeiten	27
2.4	Aufbau und Methodik	28
2.5	Wesentliche Annahmen und Implikationen	30
2.5.1	Grundsätzliche Annahmen der Modellierung und Implikationen	30
2.5.2	Annahmen zu Investitions- und Brennstoffkosten	31
2.5.3	Betrachtete Szenarien des zukünftigen Stromsystems	31
3	**Energiespeicher und alternative Flexibilitätsoptionen**	**33**
3.1	Klassifizierung und Funktionen von Energiespeichern	33
3.1.1	Begriffe und Definitionen	33
3.1.2	Klassifizierung	35
3.2	Alternative Flexibilitätsoptionen und ihr Einfluss auf den Stromspeicherbedarf	37
3.2.1	Flexibilität im Stromerzeugungssystem	37
3.2.2	Einfluss der alternativen Flexibilitätsoptionen auf den Stromspeicherbedarf	38
3.3	Rolle von Energiespeichern im Stromsystem	40
3.3.1	Interaktion und Möglichkeiten von Energiespeichern in der Stromversorgung	40
3.3.2	Bedeutung von Wärmespeichern im Stromsystem	42
3.3.3	Stromspeicher vs. Stromnetze	43
3.4	Annahmen zu Kosten von Speichern in der Zukunft	44
3.4.1	Annahmen zu Kurzzeitspeichern	45
3.4.2	Annahmen zu Langzeitspeichern	47
3.5	Fazit	49

Inhalt

4	**Bedarf an Stromspeichern im Verteilnetz**	**51**
4.1	Methodik	51
4.1.1	Netzausbauberechnungen im Verteilnetz	51
4.1.2	Hochrechnung der Netzgebiete auf bundesdeutsche Ebene und Kostenbewertung	52
4.2	Szenarien und Annahmen zum Verteilnetzausbau	53
4.2.1	Netzausbaubedarf in Niederspannungs- und Mittelspannungsebene	53
4.2.2	Standardisierter Netzausbau bei Verletzung der Betriebsgrenzen	55
4.2.3	Szenarien	56
4.3	Ergebnis Speicherbedarf im Verteilnetz für die MS- und NS-Ebene	58
4.3.1	Ergebnisse in der Mittelspannungsebene	58
4.3.2	Ergebnisse in der Niederspannungsebene	62
4.3.3	Bewertung der NS- und MS-Analyse	67
4.3.4	Qualitative Bewertung der Effekte von Hausspeichern auf den Netzausbaubedarf	67
4.4	Fazit	68
5	**Bedarf an Stromspeichern auf Ebene des Übertragungsnetzes**	**69**
5.1	Methodik	69
5.1.1	Gesamtwirtschaftliche Bewertung zusätzlicher Flexibilität durch Stromspeicher	69
5.1.2	Methodik zur Berücksichtigung alternativer Flexibilitätsoptionen	70
5.1.3	Verfahren zur Einsatzsimulation des europaweiten Stromerzeugungssystems	72
5.1.4	Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Stromspeicher	74
5.2	Szenarien und Annahmen	75
5.2.1	Szenarienrahmen	75
5.2.2	Untersuchungsprogramm und Szenarien	78
5.3	Ergebnis Speicherbedarf auf Ebene des Übertragungsnetzes	80
5.3.1	Erzeugungssituation in den Basisszenarien und Varianten	80
5.3.2	Speichervarianten	86
5.3.3	Untersuchung zum Einfluss des Regelleistungsbedarfs	94
5.3.4	Voruntersuchung zu Flexibilitätsoptionen im mittelfristigen Zeitbereich	94
5.4	Fazit	96
6	**Bedarf an Stromspeichern zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen**	**97**
6.1	Frequenzhaltung	97
6.2	Blindleistungsbereitstellung	98
6.3	Versorgungswiederaufnahme (Schwarzstartfähigkeit)	98
6.4	Spannungsqualität	99
6.5	Netzentlastung	99
6.6	Gesicherte Leistung	100
6.7	Fazit	101

Inhalt

7	**Marktpotenziale von Batteriespeichern und *Power-to-Gas* außerhalb des Strommarkts**	**103**
7.1	Märkte für Batteriespeicher	103
7.1.1	Regelleistung	103
7.1.2	Batterieelektrische Fahrzeuge	104
7.1.3	Hausspeichersysteme	106
7.1.4	Unterbrechungsfreie Stromversorgung	108
7.1.5	Netzferne Batteriespeichersysteme	108
7.1.6	Fazit	108
7.2	Märkte für *Power-to-Gas* und chemische Energiespeicher	110
7.2.1	Chemische Energiespeicher im Verkehrs- und Chemiesektor	110
7.2.2	Gesamte Marktpotenziale aus Strom-, Verkehrs- und Chemiesektor	114
7.2.3	Kostendegression auf Basis eines Lernkurvenansatzes bei Ausbau von *Power-to-Gas* alleine in Deutschland	116
7.2.4	Maximaler Strompreis für konkurrenzfähige Stromkraftstoffe	117
7.2.5	Fazit	119
8	**Anhang**	**121**
8.1	Detaillierte Ergebnisse der Simulationen	121
8.1.1	Einsparungen/Mehrkosten in den Speichervarianten im Szenario 43 Prozent/22 Prozent	121
8.1.2	Einsparungen/Mehrkosten in den Speichervarianten im Szenario 60 Prozent/40 Prozent	123
8.1.3	Einsparungen/Mehrkosten in den Speichervarianten im Szenario 90 Prozent/60 Prozent	125
8.2	Annahmen und Szenariorahmen	127
8.2.1	Annahmen zu Kurzzeitspeichern – Technische und wirtschaftliche Parameter	127
8.2.2	Annahmen zu Langzeitspeichern – Technische und wirtschaftliche Parameter	128
8.2.3	Szenariorahmen	129
8.2.4	Kostenannahmen für konventionelle Betriebsmittel in den Verteilnetzen	141
9	**Literaturverzeichnis**	**143**

1 Zusammenfassung der Erkenntnisse

Das vorliegende Kapitel stellt den Erkenntnisgewinn dieser Studie dar. Einleitend werden die Fragestellung und wichtige Begrifflichkeiten erläutert und wesentliche Annahmen dargestellt. Da Ergebnisse einer Studie stets in Zusammenhang mit diesen zugrunde gelegten Annahmen zu verstehen sind, werden abschließend die grundsätzlichen Wechselwirkungen zwischen Annahmen und Ergebnissen und der weitere Untersuchungsbedarf beschrieben.

Fragestellung und Begrifflichkeiten

Die vorliegende Studie leistet einen Beitrag zur Beantwortung der Frage, wie viele und welche Speicher für die Energiewende in Deutschland erforderlich sind. Der Fokus liegt dabei auf dem Stromsektor und die Frage wird vorwiegend aus der Perspektive der Systemgesamtkosten betrachtet. Eine separate Analyse von Märkten für Speicher, die andere Sektoren und Investitionsmotive beinhaltet, ergänzt diese Betrachtung.

Als **Speicherbedarf auf Ebene des Übertragungsnetzes** ist im Rahmen der Studie die Menge an Stromspeichern gemeint, die durch Teilnahme an europäischen Energie- und Reservemärkten zusätzlich zu anderen Flexibilitätsoptionen zum Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch dazu beiträgt, die Kosten des Gesamtsystems zu reduzieren. Als **Speicherbedarf im Verteilnetz** ist im Rahmen der Studie die Menge an Batteriespeichern gemeint, die Netzausbau kosteneffizient vermeiden kann, wenn die Investition alleine zu diesem Zweck erfolgt und der Einsatz netzdienlich ist.

In diesem Bedarf an Stromspeichern explizit **nicht ausgewiesen sind andere Energiespeicher im System**, die im Rahmen des Lastmanagements, des stromorientierten Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagenbetriebs oder sonstiger sektorenübergreifender Zwecke wie zum Beispiel im Verkehrs-, Chemie- und Wärmebereich Anwendung finden (Elektromobilität, *Power-to-Gas-/-Liquid-/-Chemical*-Anlagen, Wärmespeicher für *Power-to-Heat*- und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, Kältespeicher im Großhandel etc.)

Wesentliche Annahmen

Die vorliegende Studie betrachtet drei Zeitpunkte in der Zukunft: das Jahr 2023, das Jahr 2033 und einen Zeitpunkt mit einem Anteil an Erneuerbaren Energien (EE) von 90 Prozent an der Stromversorgung in Deutschland. Für diese Zeitpunkte wurde eine Reihe von Annahmen getroffen.

Der **Betrachtungsbereich für die Analysen** auf Ebene des Übertragungsnetzes ist jeweils das europäische Stromerzeugungssystem, wobei die verschiedenen Marktgebiete durch begrenzte Grenzkuppelstellen miteinander verbunden sind. Es wird dabei unterstellt, dass die europäischen Marktgebiete in ihrer heutigen Struktur erhalten bleiben. Netzengpässe innerhalb Deutschlands durch einen verzögerten innerdeutschen Netzausbau werden daher nicht berücksichtigt. Stromspeicher werden hierbei anhand ihres Nutzens für den Erzeugungsausgleich bewertet.

Aufgrund der europäischen Betrachtung ist nicht nur der **Anteil Erneuerbarer Energien** an der Stromerzeugung in Deutschland, sondern auch der **Anteil Erneuerbarer Energien in Europa** relevant. Es wird angenommen, dass dieser Anteil auch in Zukunft unter dem in Deutschland liegen wird:

- **2023:** 43 Prozent EE-Anteil in Deutschland, 23 Prozent in Gesamteuropa
- **2033:** 60 Prozent EE-Anteil in Deutschland, 40 Prozent in Gesamteuropa
- Bei **90 Prozent** EE-Anteil in Deutschland: 60 Prozent in Gesamteuropa

Szenarien mit einem EE-Anteil von 90 Prozent in Deutschland und Europa sowie Szenarien einer Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien wurden in dieser Studie nicht betrachtet.

Der Einfluss des Ausbaus von **alternativen Flexibilitätsoptionen** auf den Speicherbedarf auf Ebene des Übertragungsnetzes wird in dieser Studie in den Szenarien 2023 und 2033 durch Varianten untersucht. Dabei werden ins-

besondere die Entwicklung von **Lastmanagement, Flexibilität von Erzeugungsanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung** und der **Ausbau der Grenzkuppelstellen** variiert. Die Annahmen basieren auf Vorarbeiten der beteiligten Institute sowie auf Diskussionen mit Experten aus Industrie und Wissenschaft. Der Effekt einer sehr hohen Durchdringung von neuen Stromverbrauchern wie Elektrofahrzeugen oder *Power-to-Gas*, die als Doppelnutzen einen Beitrag zur Flexibilität im Stromsektor liefern können, wird dabei nicht untersucht.

Die Annahmen zur **Entwicklung des Kraftwerksparks und der Stromnachfrage** basieren auf den Szenarien der Bundesnetzagentur und der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, welche unter anderem einen Ausbau an Gaskraftwerken zur Bereitstellung der erforderlichen gesicherten Leistung unterstellen. Die wirtschaftliche Bewertung der Speicher auf Ebene des Übertragungsnetzes erfolgt durch Zubau in verschiedenen vorgegebenen Varianten, wobei Einsparungen aus dadurch nicht mehr benötigten Gaskraftwerken den Speichern gutgeschrieben werden. Der Studie liegt kein Optimierungsmodell zugrunde, welches den erforderlichen Kraftwerks- und Speicherpark sowie alternative Flexibilitätsoptionen gemeinsam ermittelt. Aufgrund des gewählten Ansatzes, in dem lediglich Einsparungen und Mehrkosten durch zusätzliche Speicher betrachtet werden, haben die Investitionskosten für alternative Flexibilitätsoptionen keinen Einfluss auf das Ergebnis.

1.1 Erkenntnisse zur Einordnung von Energiespeichern

Es gibt viele Arten von Energiespeichern mit unterschiedlichen Funktionen und Aufgaben. Eine klare Differenzierung, insbesondere zwischen Stromspeichern und sektorenübergreifenden Energiespeichern, ist elementar für die Speicherdiskussion.

Es ist für eine sinnvolle Diskussion von Speichern im Energiesystem von grundlegender Bedeutung, Energiespeicher in Stromspeicher, Wärmespeicher, Kraftstoffspeicher und Gasspeicher zu unterscheiden. Die sektoralen Energiespeicher wie Stromspeicher sind einem Sektor zugeordnet. Die sektorenübergreifenden Energiespeichertechnologien wie *Power-to-Gas* oder *Power-to-Heat*, aber auch Batterien in der Elektromobilität verbinden verschiedene Energiesektoren miteinander (siehe Abbildung 1-1).

Das bisherige Stromerzeugungssystem basiert zu über 80 Prozent weitgehend auf gespeicherten chemischen Energieträgern wie Kohle und Gas. Daher gab es stets einen Bedarf an Energiespeichern wie Kohlehalden oder Gasspeichern. Diese Energiespeicher zählen zu den primären Energiespeichern, die beispielsweise durch Photosynthese und natürlicher Wandlung in Kohlenwasserstoffe nur einmal „geladen" wurden und über Verbrennungstechnik einmalig „entladen" werden. Sekundäre Energiespeicher hingegen können mehrfach ge- und entladen werden, wie zum Beispiel Pumpspeicher oder Batteriesysteme.

Ein Energiespeicher ist generell eine energietechnische Einrichtung, welche die drei folgenden Prozesse beinhaltet: Einspeichern (Laden), Speichern und Ausspeichern (Entladen).

Stromspeicher sind eine Unterkategorie von Energiespeichern. Sie nehmen elektrische Energie auf und speichern diese direkt elektrostatisch oder elektromagnetisch oder wandeln Elektroenergie reversibel in eine beliebige andere physikalische Energieform um.

Aus der zunehmenden Einspeisung Erneuerbarer Energien resultiert ein Flexibilitätsbedarf, der den Bedarf an Stromspeichern beinhaltet. Es gibt zahlreiche Flexibilitätsoptionen, die ihre Flexibilität über primäre und sekundäre Energiespeicher auch aus anderen Sektoren beziehen wie beispielsweise Wärmespeicher.

Die Einspeisung Erneuerbarer Energien führt nicht unmittelbar zu einem weiteren Speicherbedarf. Vielmehr entsteht ein Bedarf an Flexibilität, mit den schwankenden Einspeisungen umzugehen und sie sowohl zeitlich als auch räumlich auszugleichen. Der Stromspeicherbedarf selbst ergibt sich nach Abwägung von technisch und ökonomisch vorteilhafteren Flexibilitätsoptionen.

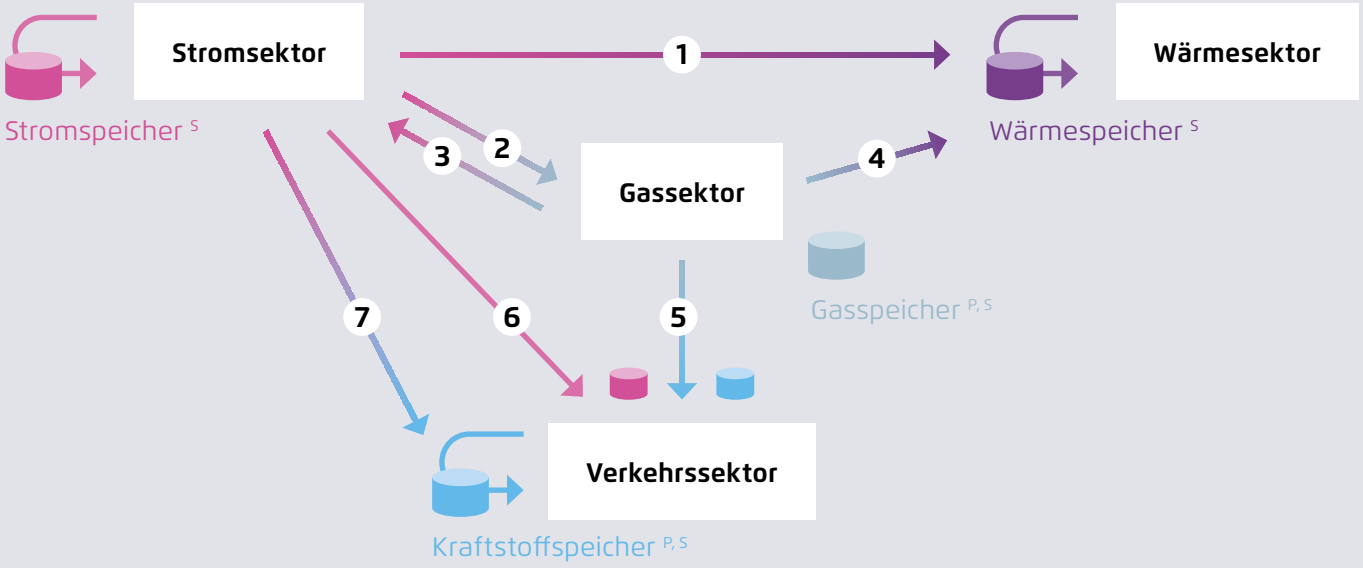
Zu den Flexibilitätsoptionen zählen im jeweiligen Segment:

- Erzeugung: Flexibilität von Kraftwerken, KWK-Anlagen, EE-Anlagen (auch Abregelung)
- Netze: Netzausbau, Netzumbau
- Speicher: sektorale Energiespeicher, sektorenübergreifende Energiespeicher
- Verbrauch: Lastmanagement im Stromsektor und sektorenübergreifend

Eine Konkurrenz zwischen Stromnetzen und Stromspeichern ist weitgehend ausgeschlossen, da Stromnetze für den räumlichen Ausgleich von Unterschieden in Erzeugung und Verbrauch sorgen; Stromspeicher für den zeitlichen Ausgleich.

Eine wesentliche Flexibilität in Deutschland kann über die Kopplung von Strom- und Wärmesektor in Form von Wärmespeichern für relativ geringe Kosten erschlossen werden. Wärmespeicher ermöglichen einerseits eine stromorientierte Betriebsweise von KWK-Anlagen, flexibilisieren diese Art der Erzeugung und reduzieren damit den Anteil an *Must-run*-Einheiten, die im Zusammenspiel mit fluktuierenden EE-Einspeisungen zu Überschüssen und negativen Strompreisen in der Stromversorgung führen können. Andererseits können über *Power-to-Heat* unter Nutzung von Wärmespeichern und Wärmenetzen

Sektorale und sektorenübergreifende Speicher in der Energieversorgung samt Unterscheidung in primäre und sekundäre Energiespeicher — Abbildung 1-1



1 *Power-to-Heat*, flexible KWK

2 Einspeichertechnologie *Power-to-Gas*

3 *Power-to-Gas* als Stromspeicher

4 *Power-to-Gas* als Wärmespeicher

5 *Power-to-Gas* als Stromkraftstoff

6 Elektromobilität

7 *Power-to-Liquid* als Stromkraftstoff

P primärer Energiespeicher

S sekundärer Energiespeicher

Sterner, et al., 2014

Schwankungen mit hohen Gradienten aus dem Stromsektor in den Wärmesektor verlagert werden. Beide Anwendungen sind kostengünstig, technisch einfach realisierbar und unterstreichen die wichtige Rolle von Wärmespeichern in der Energiewende.

1.2 Erkenntnisse zum mittelfristigen Bedarf an Stromspeichern auf Ebene des Übertragungsnetzes

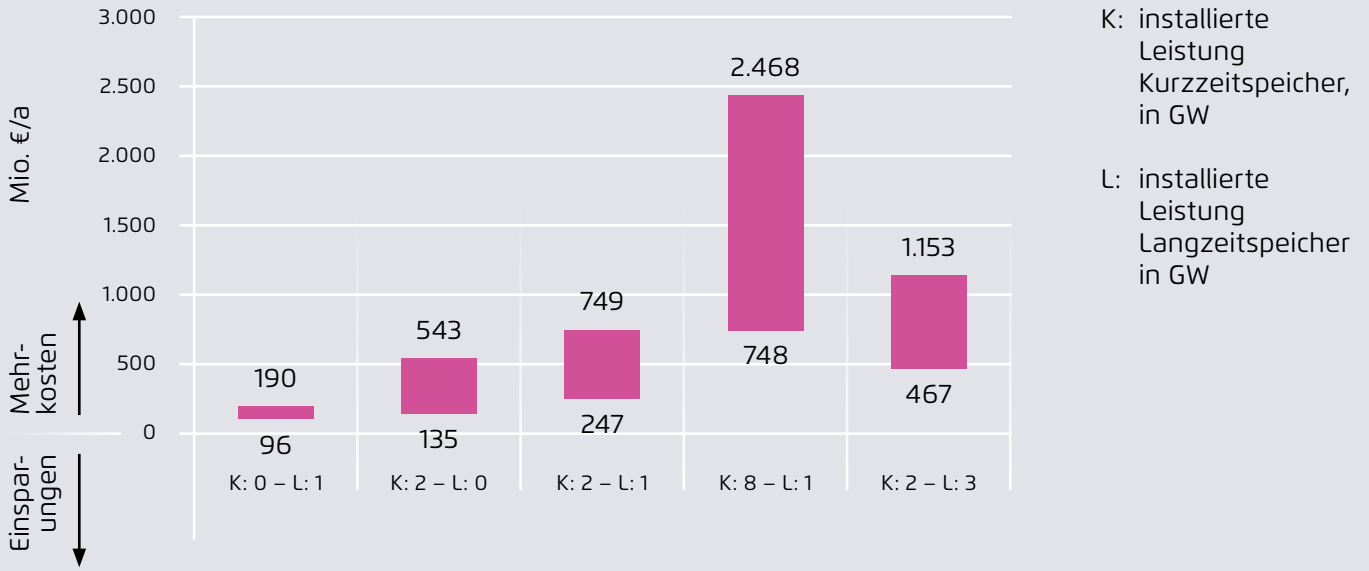
Aus Sicht des Strommarktes zeigt sich in den 2020er- und 2030er-Jahren kein zwingender Bedarf für zusätzliche Speicher, solange das europäische Übertragungsnetz zumindest verzögert ausgebaut und andere Flexibilitätsoptionen innerhalb der europäischen Marktgebiete zumindest verzögert aktiviert werden.

Zur Bewertung der Frage des Speicherbedarfs auf der Ebene des Übertragungsnetzes wurden zahlreiche Szenarien ausgewertet. In den Grundszenarien von 2023 und 2033 wird davon ausgegangen, dass viele naheliegende Flexibilitätsoptionen, wie Teile des von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) geplanten grenzüberschreitenden Netzausbaus und in dritten Studien identifizierte Lastmanagementpotenziale, erschlossen werden (Szenarien *flexibel*). Um dem Tatbestand entgegenzukommen, dass technisch und wirtschaftlich sinnvolle Optionen möglicherweise nicht oder verzögert zum Zuge kommen, wie beispielsweise aufgrund von fehlender gesellschaftlicher Akzeptanz, werden diese Szenarien derartig variiert, dass eine Verzögerung der Nutzung weiterer Flexibilitäten um etwa zehn Jahre und des Netzausbaus um mehr als zehn Jahre betrachtet wird (Szenarien *unflexibel*).

Trotz dieser konservativen Herangehensweise ergibt sich selbst im Szenario *unflexibel* durch den Einsatz von einem bis acht Gigawatt an Kurz- oder Langzeitspeichern mittelfristig bei EE-Anteilen von 43 Prozent in Deutschland und 22 Prozent in Europa keine Reduktion der Systemgesamtkosten (siehe Abbildung 1-2).

Mehrkosten/Einsparungen der Speichervarianten in Millionen Euro pro Jahr im Szenario *43 Prozent/22 Prozent unflexibel*

Abbildung 1-2



Eigene Darstellung

In den 2030er-Jahren kann ein geringer Ausbau an Langzeitspeichern (circa drei Gigawatt) gesamtwirtschaftlich sinnvoll werden, wenn das europäische Übertragungsnetz nur verzögert ausgebaut, andere Flexibilitätsoptionen nur verzögert aktiviert und Speicherkosten sich günstig entwickeln werden.

Kommen EE-Anteile von 60 Prozent in Deutschland und 40 Prozent in Europa bei einer verzögerten Erschließung von Flexibilitätsoptionen (Szenarien *unflexibel*) zusammen, sind geringe Mengen an zusätzlichen Stromspeichern im Erzeugungsausgleich nahe an der Wirtschaftlichkeit (siehe Abbildung 1-3).

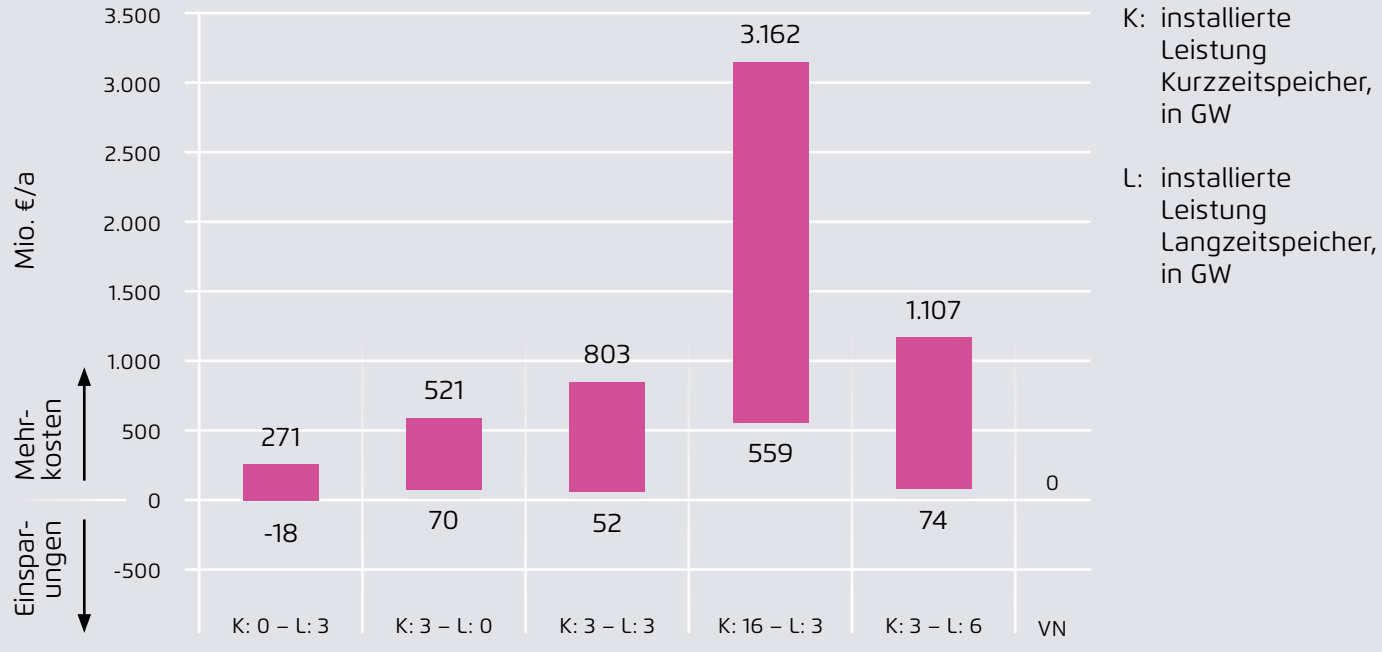
Bei günstiger Entwicklung der Speicherinvestitionskosten und hohen Opportunitätskosten für nicht integrierbare EE-Erzeugung kann ein Zubau von drei Gigawatt an Langzeitspeichern gesamtwirtschaftlich sinnvoll sein. In den anderen Fällen zeigen sich auch bei Annahme geringer Speicherkosten und alleiniger Betrachtung des Nutzens für den Erzeugungsausgleich weiterhin gesamtwirtschaftlich Mehrkosten aufgrund der dominierenden Investitionskosten der Stromspeicher.

Zusätzliche Stromspeicher verstetigen den Grundlastanteil in der Residuallast und verringern die Nachfrage nach Spitzenlast. In den hier betrachteten Szenarien integrieren Stromspeicher, die am Strommarkt agieren, in den 2020er- und 2030er-Jahren nur sehr geringe zusätzliche Mengen an Stromerzeugung aus EE.

Der Einfluss einer erhöhten Flexibilität ist im Stützjahr 2023 relativ gering, da bei einem EE-Anteil von 43 Prozent selbst das nicht weiter flexibilisierte Erzeugungssystem (Szenario *43 Prozent/22 Prozent unflexibel*) ausreichend Flexibilitätsoptionen zur effizienten Integration der Erneuerbaren Energien aufweist. Auch bei einem EE-Anteil von 60 Prozent in Deutschland und 40 Prozent in Europa sind die Mengen an Erneuerbaren Energien, die nicht in das Stromerzeugungssystem integriert werden

Mehrkosten/Einsparungen der Speichervarianten in Millionen Euro pro Jahr im Szenario *60 Prozent/40 Prozent unflexibel*

Abbildung 1-3



Eigene Darstellung

können, selbst in dem hier betrachteten unflexiblen Szenario relativ gering. Im Szenario *60 Prozent/40 Prozent unflexibel* werden in Deutschland lediglich 1,6 Prozent des Stroms aus Erneuerbaren Energien abgeregelt (im Szenario *60 Prozent/40 Prozent flexibel*: 0,3 Prozent).

Darüber hinaus führt eine höhere Flexibilität zum Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage in diesem Stützjahr zur Substitution von Spitzenlasterzeugung aus Erdgas durch Grundlasterzeugung aus (Braun-)Kohlekraftwerken, da bei den in der Studie unterstellten Preisen für Emissionszertifikate (27 Euro pro Tonne CO_2 im Jahr 2023, 45 Euro pro Tonne CO_2 im Jahr 2033) die (Braun-)Kohlekraftwerke weiterhin in der *Merit Order* vor den Gaskraftwerken stehen. Somit wird ohne andere Maßnahmen oder einen weit höheren CO_2-Preis durch zusätzliche Flexibilitätsoptionen zum Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage alleine kein CO_2-intensiver Strom aus dem Strommix verdrängt.

1.3 Erkenntnisse zum langfristigen Bedarf an Stromspeichern auf Ebene des Übertragungsnetzes

Stromspeicher senken im langfristigen Betrachtungsbereich die Systemgesamtkosten immer dann, wenn sich die Speicherkosten günstig entwickeln, selbst in dem unterstellten System mit vielen anderen Flexibilitäten, einem deutschen EE-Anteil von 90 Prozent und einem europäischen EE-Anteil von nur 60 Prozent.

Bei günstiger Entwicklung der Speicherkosten reduzieren circa 16 Gigawatt an Langzeitspeichern und 7 Gigawatt an Kurzzeitspeichern die Systemgesamtkosten am stärksten und begrenzen eine erforderliche Abregelung Erneuerbarer Energien an den Strommärkten auf circa 3 Prozent (siehe Abbildung 1-4). Bei EE-Anteilen von 90 Prozent in Deutschland und 60 Prozent in Europa bewirken Speicher Einsparungen in den Erzeugungskosten und führen zur Substitution konventioneller Kraftwerksleistung. Gleichzeitig werden durch die zusätzlichen Speicher mehr Erneuerbare Energien in das Erzeugungssystem integriert.

Dennoch bleibt der Stromspeicherbedarf aber in den hier betrachteten Szenarien im niedrigen Gigawattbereich.

Erkenntnisse aus anderen Studien (siehe Literaturverzeichnis) zeigen, dass bei einem stärkeren Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland und/oder Europa (zum Beispiel über 90 Prozent EE-Anteil) der Bedarf an Stromspeichern sehr deutlich ansteigt.

Kurzzeitspeicher sind der Konkurrenz anderer Flexibilitätsoptionen stärker ausgesetzt als Langzeitspeicher. Langzeitspeicher können langfristig die Systemkosten reduzieren, selbst bei ungünstiger Entwicklung der Speicherkosten.

Etwa acht Gigawatt an Langzeitspeichern wie beispielsweise *Power-to-Gas* als Stromspeicher reduzieren in dem betrachten *90 Prozent/60 Prozent*-Szenario die Systemgesamtkosten, selbst unter der Annahme hoher Speicherkosten und Vernachlässigung der Opportunitätskosten abgeregelter EE-Erzeugung. Diese alleine können die Abregelung Erneuerbarer Energien an den Strommärkten von 7,2 Prozent auf 5 Prozent begrenzen. Tendenziell können die Varianten mit einem höheren Anteil an Langzeitspeichern aufgrund des langfristigen Verschiebepotenzials das größte Einsparpotenzial aufweisen.

Der Einsatz zusätzlicher Kurzzeitspeicher für den Erzeugungsausgleich in der Größenordnung von circa sieben Gigawatt reduziert im hier betrachteten *90 Prozent/60 Prozent-Szenario* die Systemgesamtkosten nur bei günstiger Speicherpreisentwicklung. Sie alleine können die EE-Abregelung an den Strommärkten auf 6,2 Prozent limitieren. Allerdings sind ihre Auslastung und der gesamtwirtschaftliche Vorteil aufgrund der Konkurrenz zu anderen Flexibilitäten im Zeitbereich der Kurzzeitspeicherung nicht so deutlich ausgeprägt wie bei Langzeitspeichern. Zu diesen Flexibilitäten zählen vor allem das Lastmanagement und flexible KWK-Anlagen mit Wärmespeichern.

Mehrkosten/Einsparungen der Speichervarianten im Szenario *90 Prozent/60 Prozent*

Abbildung 1-4



Eigene Darstellung

1.4 Erkenntnisse zum Bedarf an Stromspeichern auf Ebene des Verteilnetzes

Auf der Niederspannungsebene des Verteilnetzes kann ein Speichereinsatz in einzelnen Fällen Netzausbau vermeiden beziehungsweise verzögern und damit Kosten einsparen.

Anders als in der Mittel- und Hochspannungsebene des Verteilnetzes kann der Einsatz von Batteriespeichern auf der Niederspannungsebene im Vergleich zum konventionellen Netzausbau kosteneffizienter sein.

Auf Basis von exemplarischen Netzen wurden die Kosten für den Einsatz verschiedener Flexibilitätsoptionen untersucht (siehe Abbildung 1-5). Darin wird der kombinierte Einsatz von Batteriespeichern (inklusive Kostenbandbreite) und konventionellem Netzausbau (Szenario 6) mit folgenden Szenarien verglichen:

- → dem konventionellen Netzausbau (Szenario 1),
- → einer Anpassung der technischen Anschlussrichtlinien (Verzicht auf das Zweiprozent- beziehungsweise Dreiprozent-Spannungskriterium, Szenario 2) und
- → dem Einsatz von regelbaren Ortsnetzstationen (RONS, auch RONT, Szenario 3).

Diese Szenarien werden für zwei Varianten des Photovoltaikzubaus analysiert: einem Zubau der prognostizierten Photovoltaikleistung zu 60 Prozent und zu 80 Prozent auf Niederspannungsebene. Während der erste Fall mit 60 Prozent eindeutig für den kombinierten Ausbau von Batteriespeichern und Netzen spricht, zeigt sich bei noch höheren Anteilen am Photovoltaikzubau in der Niederspannungsebene der Einsatz einer regelbaren Ortsnetzstation bei Annahme der maximalen Speicherkosten am günstigsten.

Eine sehr grobe Hochrechnung der Ergebnisse auf ganz Deutschland ergibt, dass im Jahr 2033 etwa 0,7 Gigawatt an Speichern einen kosteneffizienten Beitrag zur Vermeidung von Verteilnetzausbau in der Niederspannungsebene leisten können. Diese Hochrechnung basiert auf den exemplarischen Netzen, die auf Basis der Regionalisierung ausgewählt wurden und nur eine kleine Netzmenge aller Verteilnetze in Deutschland darstellen. Aus den Ergebnissen lassen sich lediglich Tendenzen und Optionen ableiten. Eine Einzelfallprüfung ist daher unerlässlich. Grundsätzlich können Batteriespeicher auf der Niederspannungsebene jedoch eine kosteneffiziente Option im Maßnahmenkatalog bei Netzverstärkungen sein.

Nur bei netzdienlichem Einsatz können Speicher Netzausbau vermeiden. Bei einem durch die Strommärkte bestimmten Einsatz können sie in speziellen Situationen sogar Netzausbau im Verteilnetz verursachen.

Als „netzdienlich" wird hier ein Einsatz von Energiespeichern zur Verstetigung der Netzbelastung bezeichnet. Sofern Batteriespeicher aus anderen Motivationen als zur Vermeidung von Netzausbau installiert werden (zum Beispiel Hausspeicher zur Eigenverbrauchsoptimierung), sollte sichergestellt sein, dass die Betriebsweise die Belastungssituation im Netz nicht signifikant anhebt.

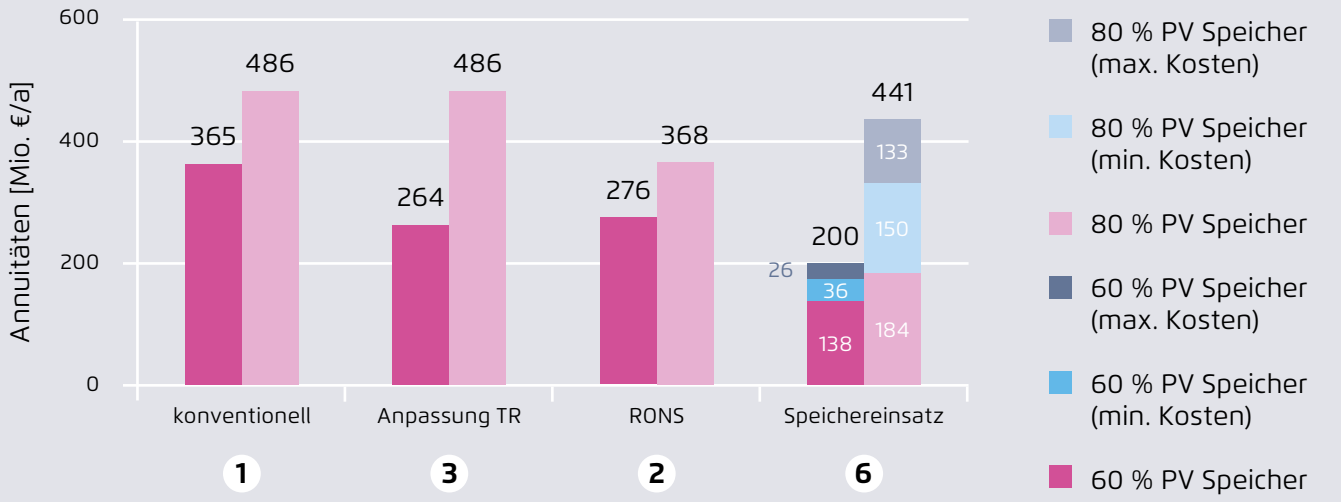
Falls sie durch die Strommärkte bestimmt und nicht netzdienlich betrieben werden, können Batteriespeicher und andere Energiespeicher generell die Netzbelastung in gewissen Situationen verschärfen oder Netzengpässe verursachen und damit letztendlich einen erhöhten Netzausbaubedarf verursachen.

Im Fall von Speichern zur Maximierung des Eigenverbrauchs von Photovoltaikanlagen kann über eine angemessene Dimensionierung und Parametrierung das Speichersystem auch ohne zusätzliche Investitionen in die Kommunikationsinfrastruktur netzdienlich betrieben werden.

Ergebnisse der Sensitivitätsbetrachtung zur Verteilung der prognostizierten Photovoltaikleistung auf die Spannungsebenen:
Annuitätische Kosten in der NS im Jahr 2033

Abbildung 1-5

Hochrechnung auf Basis exemplarischer Netze



Eigene Darstellung

1.5 Erkenntnisse zum Bedarf an Stromspeichern für Systemdienstleistungen

Batteriespeicher sind technisch besonders gut zur Bereitstellung von Primärregelleistung geeignet. Bei zukünftig sinkenden Batteriepreisen kann eine Primärregelleistungserbringung durch Batteriespeicher gesamtwirtschaftlich sinnvoll sein.

Batteriekraftwerke können nicht nur schneller Reserveleistung erbringen als konventionelle thermische und hydraulische Kraftwerke, sondern dies bei zukünftig sinkenden Investitionskosten auch wirtschaftlich leisten. In speziellen Situationen, in denen fossile Kraftwerke alleine zur Bereitstellung von Regelleistung eingesetzt würden, können Energiespeicher durch den Ersatz von *Must-run*-Kapazitäten zu einer Reduktion von CO_2-Emissionen im Stromsystem beitragen.

Energiespeicher können zusätzlich Systemdienstleistungen anbieten und damit ihre Wirtschaftlichkeit verbessern.

In Regelleistungsmärkten allgemein oder bei der Bereitstellung von anderen Systemdienstleistungen existieren zusätzliche Marktchancen. Energiespeicher können hierbei zur

- Frequenzhaltung (Regelleistungsmärkte),
- Spannungshaltung (Blindleistungsbereitstellung),
- gesicherten Leistung,
- Versorgungswiederaufnahme (Schwarzstartfähigkeit, nur Stromspeicher) und
- Netzentlastung (*Redispatch*)

beitragen und damit in der Doppelnutzung ihre Wirtschaftlichkeit verbessern.

Allerdings stehen mittel- und langfristig den Übertragungsnetzbetreibern zusätzliche Möglichkeiten durch heutige und zukünftige Erzeugungsanlagen, weitere Flexibilitätsoptionen und Netzbetriebsmittel zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen zur Verfügung.

Stromspeicher können konventionelle Kraftwerke ersetzen und zur gesicherten Leistung beitragen.

Langfristig können Stromspeicher bei hohen EE-Anteilen thermische Kraftwerke ersetzen. So zeigt sich bei EE-Anteilen von 90 Prozent/60 Prozent eine Reduktion der Systemgesamtkosten durch die Einsparung thermischer Kraftwerke im Stromerzeugungssystem.

Weiter können Stromspeicher im Rahmen ihrer technischen Möglichkeiten (beispielsweise Speicherkapazität, Verfügbarkeit) anteilig gesicherte Leistung bereitstellen und somit weitere thermische Kraftwerke ersetzen, die anderenfalls zur Bereitstellung einer ausreichenden gesicherten Leistung erforderlich wären.

1.6 Erkenntnisse zu Märkten für Batteriespeicher und *Power-to-Gas* außerhalb des Strommarkts

Batteriespeicher in dezentralen Anwendungen werden sich unabhängig vom Strommarkt entwickeln und langfristig in Deutschland sowie international etablieren. Neu errichtete Photovoltaikanlagen, in der Förderung auslaufende bestehende Photovoltaikanlagen und die Elektromobilität sind hierbei die entscheidenden Märkte.

Neben den beiden etablierten Märkten der unterbrechungsfreien Stromversorgung und der netzfernen Batteriesysteme entwickeln sich aktuell neue bedeutende Anwendungen. Sowohl in der Elektromobilität als auch in der Eigenverbrauchsoptimierung durch Photovoltaikhausspeicher wird gerade die Phase der Markteinführung und Ausbildung eines substanziellen Marktes durchschritten. Wesentliche Treiber hierfür sind einerseits die CO_2-Gesetzgebung für Fahrzeuge in Europa und die steigenden Stromkosten für Haushaltsanschlüsse. Gleichzeitig erfahren Batterien eine erhebliche Kosten- und Preissenkung durch den Anstieg der Produktionszahlen.

Langfristig besonders relevant sind die Bereiche Elektromobilität und Eigenverbrauchsspeicher. Aktuell sind in Deutschland rund 10.000 Hausspeicheranlagen ins-

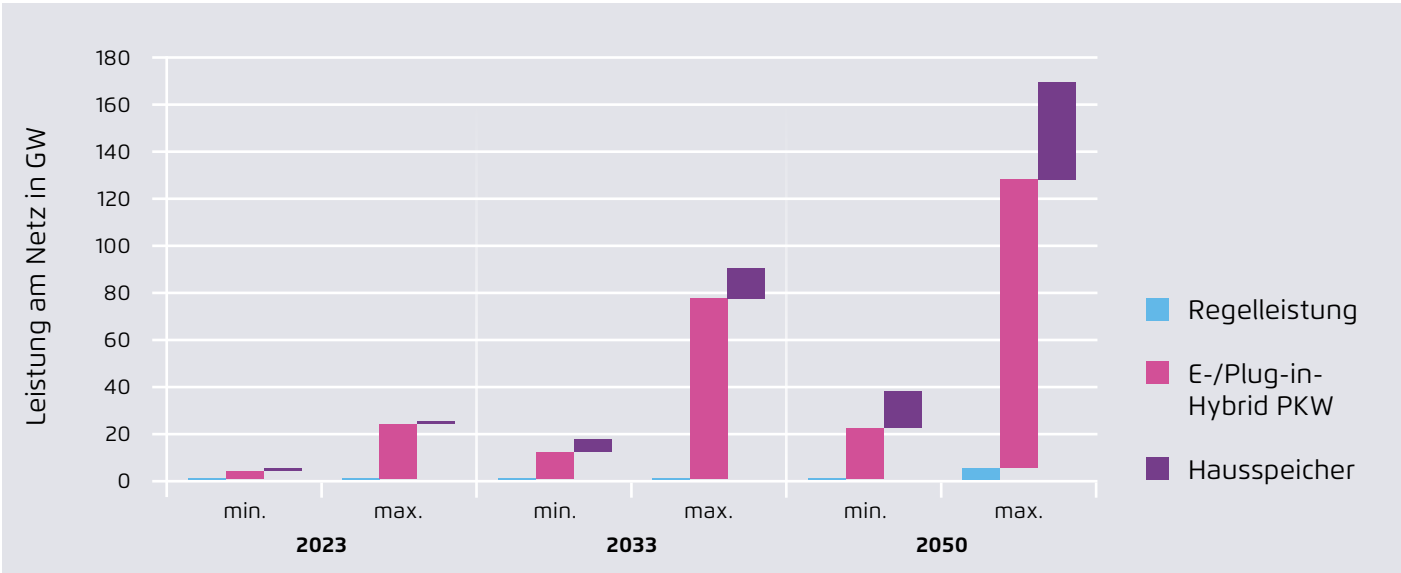
talliert. Das entspricht einer kumulierten Leistung von 30 bis 40 Megawatt bei einer angenommenen Leistung von 3 bis 4 Kilowatt je Anlage. Neben neuen Photovoltaikanlagen, für die es zunehmend interessant wird, einen Speicher zu installieren, sind auch bestehende Anlagen von Bedeutung: Sobald die Förderung aufgrund des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) für eine größere Zahl an Photovoltaikanlagen ausläuft, ergibt sich mittelfristig in den 2020er- und 2030er-Jahren ein größerer Markt für Batteriesysteme. Ähnlich intensiv wird die Entwicklung von Batterien für die Elektromobilität vorausgesehen. Die abgeschätzten Leistungen an Batteriespeichern am Netz sind in Abbildung 1-6 aufgetragen. Die Abschätzungen zeigen, dass im Jahr 2050 die betrachteten Märkte bei den hier getroffenen Annahmen das deutsche Stromsystem mit circa 40 – 170 Gigawatt sehr stark prägen. Der Markt für Regelleistung ist im Vergleich zu den beiden anderen Märkten in der langfristigen Perspektive klein.

Der nicht zu elektrifizierende Teil der Mobilität und chemischen Industrie ist der Leitmarkt für *Power-to-X* in Form von Stromkraftstoffen und stromgenerierten Grundstoffen, da dort wenige Alternativen auf Basis Erneuerbarer Energien vorhanden sind und die Erlöse für die gespeicherte Energie in diesen Märkte höher sind als im Strommarkt.

Power-to-X ist eine vielfältige Technologie zur Energiespeicherung und weit mehr als ein Stromspeicher. Durch diese Technologie ist es möglich, auch im Verkehrs- und Chemiesektor eine Dekarbonisierung zu gestalten. Dort entstehen aller Voraussicht nach die ersten Märkte in Form von Stromkraftstoffen und stromgenerierten Grundstoffen. Neben Stromkraftstoffen für Bereiche mit hohen Anforderungen an Energiedichten, wie dem Luft- und Schiffsverkehr sowie den Arbeitsmaschinen, werden in der Chemie erneuerbare strom- und CO_2-basierte Grundstoffe nachgefragt.

Beide Sektoren sind zu einem sehr hohen Maß abhängig von Erdöl und Erdgas und die Alternativen sind hinsichtlich ihres Potenzials und durch technische Restriktionen begrenzt. Aus diesem Grund zeigt sich für *Power-to-X* in diesem Bereich ein Markt, der sich beim Ersatz der fossilen Kohlenwasserstoffe durch Ressourcenknappheit oder Dekarbonisierungsvorgaben ergibt.

Bandbreite der installierten Leistung an Batteriespeichern (Märkte für Batteriespeicher) Abbildung 1-6



Eigene Darstellung

Die Terminologie um *Power-to-Gas* wird um drei Begriffe erweitert und als *Power-to-X* (PtX) zusammengefasst: Stromkraftstoffe sind Kraftstoffe, welche auf der energetischen Basis von Strom erzeugt wurden, wie Wasserstoff, Methan (Windgas), Methanol, Fischer-Tropsch-Diesel oder Fischer-Tropsch-Kerosin. *Power-to-Chemicals* oder *Power-to-Products* beschreibt Grundstoffe der chemischen Industrie, wie Wasserstoff, Methan oder Methanol, welche strombasiert über Wasserelektrolyse und verfahrenstechnischen Synthesen gewonnen werden.

Zusammen mit dem Stromsektor ergeben sich damit drei Märkte, welche als Bandbreite in Abbildung 1-7 aufgeführt werden:

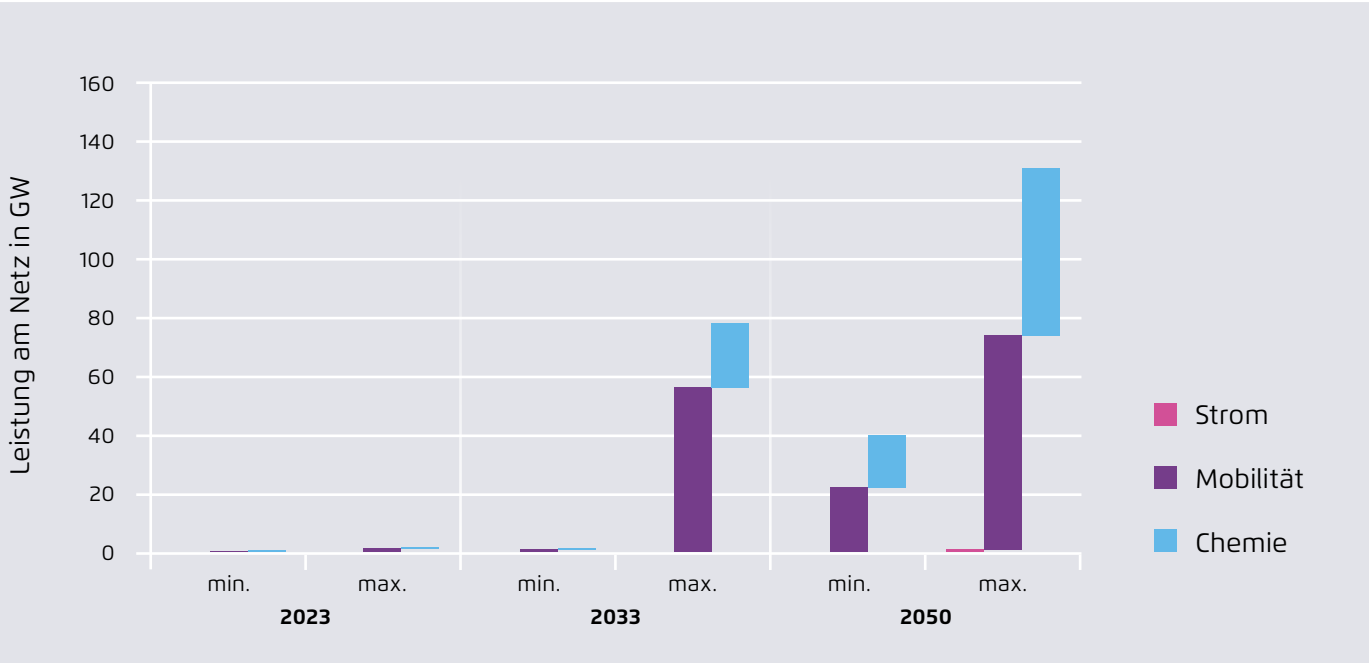
- Märkte für *Power-to-Gas* als Stromspeicher
- Märkte für Stromkraftstoffe (*Power-to-Gas*, *Power-to-Liquid*)
- Märkte für chemische Grundstoffe (*Power-to-Chemicals*, *Power-to-Products*)

Alle drei Märkte ergeben eine große Bandbreite der möglichen installierten Leistung, da die Entwicklung von vielen Faktoren wie Ressourcenverfügbarkeit, Rohstoffpreise und politischen Rahmenbedingungen abhängt und aus heutiger Sicht nur schwer abzuschätzen ist (siehe Abbildung 1-7).

Aufgrund der fallenden Investitionskosten für *Power-to-X*-Anlagen bei einer frühen Marktentwicklung können ab Mitte der 2020er-Jahre Stromkraftstoffe wirtschaftlich erzeugt werden, wenn Strom aus Erneuerbaren Energien über 4.000 bis 5.000 Stunden im Jahr in Stromkraftstoffanlagen für drei bis fünf Cent je Kilowattstunde bezogen werden kann. Bis 2050 verbessert sich diese Situation weiter: Der bezahlbare Strompreis im Stromeinkauf der Anlage steigt auf sechs bis sieben Cent je Kilowattstunde. Dabei ist aus volkwirtschaftlicher Sicht neben den reinen Kosten für die Stromkraftstoffe analog zur Elektromobilität auch der Einfluss auf die gesamte Klimabilanz wichtig. Dafür entscheidend ist die Zusammensetzung des Strombezugs für diese strombasierte Mobilität.

Bandbreite der installierten Leistung von *Power-to-Gas/-Liquid/-Chemicals* (Märkte für *Power-to-X*)

Abbildung 1-7



Eigene Darstellung

Die Märkte für Energiespeicher außerhalb des Stromsektors führen zu einem Anstieg des Strombedarfs und einer höheren verfügbaren Flexibilität im Stromerzeugungssystem. Diese Speichersysteme können über ihren eigentlichen Nutzen hinaus zusätzlich Dienstleistungen am Strommarkt zu geringen marginalen Kosten anbieten.

Batteriespeicher und *Power-to-X* entwickeln sich aller Voraussicht nach zunächst außerhalb des Stromsektors vor allem im Verkehrssektor. Diese Märkte können zur beschleunigten Entwicklung beitragen, was sich in Form von kostengünstigeren Energiespeichern im Lastmanagement oder Erzeugungsausgleich, höherer technologischer Reife und Verfügbarkeit auch auf den Stromsektor auswirken kann.

Darüber hinaus bietet es sich an, das Potenzial dieser Energiespeicher additiv für Systemdienstleistungen im Stromsektor nutzbar zu machen. Sie können ein zusätzliches Flexibilitätspotenzial darstellen. Neben Batterien aus Haushalten mit Photovoltaikanlagen, industriellen Eigenverbrauchsanlagen und Anlagen zur Lastspitzenglättung können Batterien aus Elektrofahrzeugen als kostengünstige Dienstleister mit Doppelnutzen und geringen marginalen Kosten für den Strommarkt zur Verfügung stehen.

Ähnlich ist es mit *Power-to-X*: Eine Elektrifizierung von weiten Bereichen im Verkehr wie dem Luft- und Schiffsverkehr, dem Güter- und Langstreckenverkehr ist über Batterien fast nicht möglich. Daher ist der Verkehrssektor auf Stromkraftstoffe angewiesen, da die alternative Biomasse seitens nachhaltigem Potenzials und gesellschaftlicher Akzeptanz eingeschränkt ist. Die Folge ist ein deutlich höherer Strombedarf sowie ein äußerst hohes Maß an neuer, flexibler Stromnachfrage.

Der Einfluss der hier beschriebenen Marktentwicklungen auf den Stromsektor und den sich ergebenden Bedarf nach Stromspeichern wurde im Rahmen dieser Studie nicht untersucht.

1.7 Ausgewählte Handlungsempfehlungen und Ausblick

Mit EE-Anteilen über 90 Prozent in Deutschland und über 60 Prozent in Europa werden mehr Energiespeicher zur Dekarbonisierung in allen Märkten und Sektoren erforderlich. Um zu diesem Zeitpunkt Speicher am Markt zur Verfügung zu haben, sind in den Jahren zuvor eine Technologie- und Marktentwicklung sowie eine Kommerzialisierung zur Kostendegression notwendig. Um den Nutzen der Energiespeicher vollständig realisieren zu können, ist eine begleitende Forschung und Entwicklung zu ihrer Integration sowie ihre Normung und Standardisierung notwendig.

Neben dem Strommarkt existieren weitere Märkte, die ein Treiber für Energiespeicher sind. Trotz des mittelfristig sehr geringen Bedarfs an Stromspeichern scheint eine Technologie- und Marktentwicklung von Energiespeichern ratsam, da die Energiespeicher mittelfristig in anderen Sektoren wie dem Verkehrssektor zur Dekarbonisierung benötigt werden. Neben der reinen Erprobung und Erforschung neuer Speichertechnologien und ihrer Anwendung ist eine begleitende Forschung zur Systemintegration notwendig. Viele dezentrale Anlagen können in Zukunft Aufgaben in der Energieversorgung übernehmen, die bisher von zentralen Einheiten erbracht wurden. Dieser Prozess der Systemtransformation ist vonseiten der Wissenschaft und der technischen Normierung zu begleiten. Darüber hinaus ist die Weiterentwicklung der Speichertechnologien in Richtung höherer Flexibilität empfehlenswert. Für die Finanzierung von entsprechenden Programmen können auch weiterhin Einnahmen aus einem Handel mit CO_2-Zertifikaten verwendet werden.

Wie bei allen Flexibilitätsoptionen ist es auch bei Energiespeichern sinnvoll, dass es durch diese Anwendungen nicht zu einer Erhöhung der CO_2-Emissionen durch verstärkte Nutzung von Strom aus fossilen Kraftwerken kommt. Dies ist besonders für Elektromobilität und Stromkraftstoffe elementar, die zur CO_2-Minderung im Verkehrssektor beitragen können.

Der Einsatz von Batteriespeichern und *Power-to-X* sollte im Takt von Wind und Sonne erfolgen, um einen möglichst hohen EE-Anteil zu integrieren und klimaneutrale Produkte zu generieren. Die Anwendung dieser Energiespeicher im Verkehrssektor mittels Elektromobilität und Stromkraftstoffen kann sonst zu höheren CO_2-Emissionen als im konventionellen Verkehr auf fossiler Basis führen. Gleiches gilt sowohl für den Einsatz von Wärmespeichern über *Power-to-Heat* und flexiblen KWK-Anlagen als auch für Stromspeicher.

Die Entwicklung und Umsetzung von Flexibilitätsoptionen wird nicht rein nach wirtschaftlichen Kriterien erfolgen. Ein breites Spektrum an Flexibilitätsoptionen kann den Ausfall von kostengünstigen Optionen aufgrund fehlender gesellschaftlicher Akzeptanz kompensieren.

In der weiteren Bewertung und Entwicklung von Flexibilitätsoptionen sind nicht nur rein wirtschaftliche Kriterien zu beachten, sondern auch sozioökonomische wie die gesellschaftliche Akzeptanz. Einige zentrale Optionen sind zwar kostengünstig, aber in der gesellschaftlichen Umsetzung möglicherweise schwierig. An dieser Stelle können andere Optionen wie Energiespeicher Flexibilität bereitstellen, die zwar höhere Kosten mit sich bringt, aber ein geringeres Risiko bei der Umsetzung hat.

1.8 Diskussion der Wechselwirkungen zwischen Annahmen und Ergebnissen

Ein verzögerter (oder beschleunigter) **Ausbau der Grenzkuppelstellen zu den Nachbarländern** kann zu einem höheren (oder niedrigerem) Bedarf an Stromspeichern in Deutschland führen. Diese Studie unterstellt einen im Vergleich zu den Netzausbauplänen der europäischen ÜNB um circa zehn Jahre verzögerten Netzausbau, sodass die Übertragungskapazitäten zwischen den Marktgebieten, wenn auch langsamer als von den europäischen ÜNB geplant, weiter steigen werden. Sollten selbst die unterstellten verzögerten Netzausbauziele zum Beispiel infolge mangelnder gesellschaftlicher Akzeptanz nicht erreicht werden, kann ein größerer Speicherbedarf auf der Ebene des Übertragungsnetzes resultieren als in dieser Studie ausgewiesen.

In den Analysen auf Ebene des Übertragungsnetzes wird das Europäische Stromerzeugungssystem auf Basis verschiedener Marktgebiete abgebildet, die durch begrenzte Grenzkuppelstellen miteinander verbunden sind. Hierbei wird unterstellt, dass die **europäischen Marktgebiete in ihrer heutigen Struktur** erhalten bleiben. Somit werden Netzengpässe innerhalb von Deutschland durch einen verzögerten innerdeutschen Netzausbau nicht berücksichtigt, deren Berücksichtigung jedoch zu einem höheren Bedarf an Stromspeichern führen könnte. Grundsätzlich können Batteriespeicher und andere Energiespeicher im Falle von Netzengpässen schnell errichtet und gegebenenfalls nach Beseitigung der Engpässe an anderen Stellen eingesetzt werden.

Ein schneller **steigender EE-Anteil in Europa** kann zu einem früheren Bedarf an Stromspeichern in Deutschland führen. Diese Studie unterstellt einen im Vergleich zu Deutschland auch in Zukunft geringeren EE-Anteil in Europa. Dadurch können die angenommenen, kostengünstigsten Flexibilitätsoptionen im europäischen Stromerzeugungssystem Flexibilität bereitstellen. Bei einer gleichmäßigeren Entwicklung von EE-Anteilen in ganz Europa, insbesondere in den Nachbarländern, wäre der entsprechende Flexibilitätsbedarf höher, was zu einem höheren Flexibilitäts- und Speicherbedarf auf Ebene des Übertragungsnetzes führen würde als in dieser Studie ausgewiesen.

Die Studie unterstellt zur Bestimmung des Stromspeicherbedarfs einen Kraftwerkspark entsprechend der Szenarien der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, die einen Ausbau an Gaskraftwerken zur Einhaltung der Leistungsbilanzen bei hierzu auslegungsrelevanten Extremsituationen annehmen. Die Betrachtung von Szenarien mit einem großen **bestehenden flexiblen Kraftwerkspark** zur Bereitstellung von ausreichend gesicherter Leistung in den Ausgangsszenarien kann die Vorteilhaftigkeit von Stromspeichern reduzieren. Mögliche Einsparungen an Investitionskosten für Kraftwerke werden in den Szenarien mit zusätzlichen Stromspeichern zwar berücksichtigt, jedoch wird kein kosteneffizienter Kraftwerks- und Speicherpark im Rahmen einer gesamthaften Zubauoptimierung

ermittelt. Bei einer gemeinsamen Optimierung des Zubaus von Gaskraftwerken und Speichern könnte sich ein höherer Speicherbedarf auf Ebene des Übertragungsnetzes ergeben, insbesondere wenn die Stromspeicher zur Bereitstellung von gesicherter Leistung erforderlich werden.

In dieser Studie wurden Annahmen zu einem wahrscheinlichen sowie zu einem um etwa zehn Jahre verzögerten Ausbau von Flexibilitätsoptionen (zum Beispiel Lastmanagement, flexible KWK) auf Basis von bestehenden Untersuchungen getroffen. Ein geringerer (oder höherer) **Ausbau von alternativen Flexibilitätsoptionen** kann zu höherem (oder geringerem) Bedarf an Stromspeichern in Deutschland führen. Sollte solch ein Ausbau zum Beispiel wegen eines zu hohen technischen Aufwandes oder nicht ausreichender Anreizsysteme nicht im unterstellten Umfang erreicht werden, kann sich ein höherer Bedarf an Stromspeichern auf Ebene des Übertragungsnetzes ergeben als in dieser Studie ausgewiesen. Dies trifft insbesondere auf Kurzzeitspeicher zu, da diese in ihren Flexibilitätseigenschaften im Gegensatz zu Langzeitspeichern dem Lastmanagement ähnlich sind.

Eine hohe Durchdringung von **sektorübergreifenden Energiespeichern** wie Elektromobilität und *Power-to-X* oder Batteriespeicher in USV-Anlagen oder zur Eigenbedarfsoptimierung kann zu einem geringeren Stromspeicherbedarf in Deutschland führen. In dieser Studie wurde keine signifikante Durchdringung dieser Technologien unterstellt; die Analysen der Märkte wurden separat von den Modellierungen auf Ebene des Übertragungsnetzes durchgeführt. Bei Realisierung der entsprechenden Anwendungsfälle können solche zusätzlichen Energiespeicher als Doppelnutzen einen Beitrag zum Lastmanagement im Stromsektor beziehungsweise zum netzdienlichen Verhalten auf Verteilnetzebene liefern. Alle diese Energiespeicher können dem Stromsektor über die doppelte Nutzung zusätzliche Flexibilität zu geringen marginalen Kosten bereitstellen, da sie primär aus einem anderen Sektor refinanziert werden.

Die im Rahmen dieser Studie durchgeführten Analysen zu Märkten für Batteriespeicher und *Power-to-X* legen nahe, dass insbesondere die Auswirkungen einer zunehmenden Interaktion der Sektoren Verkehr, Wärme und Chemie auf den Stromsektor und deren möglicher Beitrag zu den Zielen der Energiewende im Fokus weiterer Forschung stehen sollten.

2 Fragestellung, Methodik und wesentliche Annahmen

2.1 Ausgangspunkt

Die Energiewende bedeutet eine Abkehr von der Nutzung fossiler und nuklearer Energieträger hin zur primären Nutzung Erneuerbarer Energien begleitet von Energieeffizienzmaßnahmen. Die Bundesrepublik Deutschland hat klare Ziele für die Energiewende definiert. So sollen unter anderem die Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 bis zum Jahr 2020 um 40 Prozent und bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 Prozent gesenkt werden sowie der Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung auf 35 Prozent (2020) und 80 Prozent (2050) angehoben werden. Der Endenergieverbrauch im Wärmesektor soll gegenüber 1990 bis 2050 um 80 Prozent und im Verkehrssektor um 40 Prozent verringert werden.

In Deutschland wird die Energiewende derzeit vorwiegend auf den Stromsektor bezogen diskutiert, wobei sie auch die Wärmewende und die Mobilitätswende umfasst und im Zuge der Transformation der Energieversorgung die Sektoren immer mehr zusammenwachsen werden. Die Elektrifizierung der Energieversorgung wird ressourcenseitig vorwiegend von Wind- und Solarstromanlagen getragen werden, was einen fundamentalen Systemwandel mit sich bringt, um gerade im Stromsektor Energieerzeugung, Transport und Verbrauch zu synchronisieren.

Die Integration volatiler Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergieanlagen stellt eine große technische Herausforderung der Energiewende dar. Neben den Themen Stromnetzausbau und Lastmanagement spielen dabei Energiespeicher eine zunehmende Rolle. Diese Rolle ist aber weitgehend ungeklärt: Sowohl der Bedarf an Energiespeichern als auch die technischen Aufgaben von Energiespeichern werden derzeit kontrovers diskutiert.

Beispielsweise reicht das vorherrschende Meinungsbild bezogen auf den Bedarf an Stromspeichern von der absoluten Notwendigkeit des Speicherzubaus für den weiteren Ausbau Erneuerbarer Energien bis hin zu keiner Notwendigkeit bei einer europäischen Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien.

Es bedarf daher einer differenzierten Betrachtung des Themas, in die die bisherigen Erkenntnisse einfließen und um weitere Betrachtungen ergänzt werden.

2.2 Zielsetzung und Fragestellungen

Das übergeordnete Ziel der Studie ist es, die Debatte um Energiespeicher im Kontext der Energiewende in Deutschland stärker zu strukturieren. Der Fokus der Betrachtungen liegt dabei auf dem Stromsektor. Des Weiteren werden Energiespeicher betrachtet, die den Stromsektor tangieren oder über die sektorenübergreifende Energiespeicherung und Energiewandlung Wind- und Solarenergie für Mobilität, Chemie und Wärme erschließen.

Die wesentlichen Fragestellungen sind in fünf Bereiche strukturiert:

1. Energiespeicher und Alternativen – Begriffsklärung, Funktion, Technologie, Kosten, Potenziale
Es gibt vielfältige Definitionen des Begriffs Energiespeicher. Eine klare Semantik ist in der Diskussion unabkömmlich. Daher bedarf es einer sprachlichen Strukturierung und Einordnung des Begriffs Energiespeicher, das heißt einer Klassifizierung nach Aufgaben, Funktionen und Einsatzbereichen. Darüber hinaus ist die Abgrenzung und Einordnung in Bezug auf Alternativen zu Energiespeichern essenziell.

In Debatten um Energiespeicher werden oft einzelne Technologien favorisiert und herausgestellt, ohne den Kontext zu anderen Speichern und Integrationsmaßnahmen aufzuzeigen. Die Studie stellt die verschiedenen Speichertechnologien auf Basis des heutigen Wissensstandes und der erwarteten zukünftigen Entwicklungen nach ihren technischen und ökonomischen Parametern in einfacher, transparenter Weise gegenüber. Mögliche Entwicklungs-

pfade für die Investitionskosten der Technologien werden aufgezeigt und ihre technischen Potenziale aufgeführt.

Wesentliche Fragestellungen in diesem Kontext sind:

- Was sind Energiespeicher und welche Speichertechnologien gibt es?
- Welche Funktionen erfüllen sie und mit welchen Flexibilitätsoptionen stehen sie in Konkurrenz?
- Welche technischen Potenziale haben die einzelnen Technologien, wo liegen ihre Stärken und wo ihre Schwächen?
- Welche Investitionskosten haben Energiespeicher heute und wie ist ihre Kostenentwicklung in der Zukunft einzuschätzen?

2. Speicherbedarf im Verteilnetz – Netzausbau

Der Großteil der Erneuerbare-Energien-Anlagen ist am Verteilnetz angeschlossen, weshalb sich auch hier ein Bedarf an Flexibilität ergibt. Dazu zählen sowohl Speicher als auch der Netzaus- und Netzumbau, geänderte Schutztechnik, regelbare Ortsnetztransformatoren und das umfassende Thema intelligenter Stromnetze (*Smart Grids*).

Wesentliche Fragestellungen in diesem Kontext sind:

- Welcher Speicherzubau ist in den nächsten Dekaden zur Vermeidung von Netzengpässen unter Minimierung der Netzausbaukosten erforderlich?
- Welche Auswirkungen haben Energiespeicher auf den Netzausbaubedarf? Kann ein netzdienlicher Einsatz von Batteriespeichern Verteilnetzausbau vermeiden oder verzögern?
- Welche Menge an Speicherausbau auf Mittel- und Niederspannungsebene ist für das Gesamtsystem technisch notwendig und kosteneffizient?

3. Bedarf an Stromspeichern auf Ebene des Übertragungsnetzes – Erzeugungsausgleich

In der öffentlichen Diskussion werden Stromspeicher häufig in einem Atemzug mit Stromüberschüssen und negativen Strompreisen genannt. Dabei ist meist der Erzeugungsausgleich auf Ebene des Übertragungsnetzes, gemessen an den Strombörsen und stündlichen Bilanzierungen, im Fokus. Im Kern geht es dabei um die Frage der Flexibilität des europaweiten Stromerzeugungssystems, wobei neben Speichern auch alternative Flexibilitätsoptionen zu berücksichtigen sind. Dazu zählen beispielsweise das Lastmanagement oder ein Ausgleich durch den grenzüberschreitenden Handel in Europa. Diese Alternativen zu Stromspeichern haben entscheidenden Einfluss auf die Höhe des zukünftig notwendigen Speicherbedarfs.

Neben dem reinen Erzeugungsausgleich können Stromspeicher ebenfalls Regelleistung bereitstellen. Der Bedarf an Regelleistung kann hierdurch einen Bedarf an „Kurzzeitspeicher" begründen, der jedoch von der zukünftigen Entwicklung des Bedarfs an Regelleistung abhängt. Aus diesem Grund wird in dieser Studie der Einfluss des Regelleistungsbedarfs auf den Einsatz von Stromspeichern betrachtet.

Wesentliche Kernfragen sind:

- Welcher Speicherbedarf entsteht im Erzeugungsausgleich auf Ebene des Übertragungsnetzes in den kommenden Jahren?
- Welchen Einfluss haben die alternativen Flexibilitätsoptionen oder systemrelevante Must-run-Einheiten auf diesen Speicherbedarf?
- Welchen Einfluss hat die Entwicklung der Prognosegüte für Windenergie- und Photovoltaikanlagen beziehungsweise der resultierende Regelleistungsbedarf auf den Speicherbedarf auf Ebene des Übertragungsnetzes?
- Welche Auswirkungen haben Stromspeicher in der Verteilnetzebene auf den Erzeugungsausgleich auf Ebene des Übertragungsnetzes?

4. Bedarf an Stromspeichern zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen – Übertragungs- und Verteilnetz

Neben dem reinen Erzeugungsausgleich sowie der Bereitstellung von Regelleistung können Stromspeicher weitere Systemdienstleistungen anbieten. In diesem Zusammenhang ergeben sich zurzeit durch eine Teilnahme an den Regelleistungsmärkten Erlöspotenziale für Speicher, wo-

durch der Fokus vieler Speicherprojekte auf diesen Märkten liegt. Jedoch ist hierbei die zukünftige Entwicklung des Bedarfs an Regelleistung und der Anforderungen an weitere Systemdienstleistungen sowie die Rückwirkung durch weitere Teilnehmer ungewiss.

Aus diesem Grund wird in dieser Studie die Bereitstellung weiterer Systemdienstleistungen im Übertragungs- und Verteilnetz qualitativ analysiert.

Wesentliche Kernfragen sind:

- → Welche Stromspeicher eignen sich für welche Systemdienstleistungen?
- → Welcher Stromspeicherbedarf entsteht für notwendige Systemdienstleistungen in den kommenden Jahren?

Nicht betrachtet wurden in dieser Studie die Rückwirkung des Netzbetriebs im Übertragungsnetz auf den Speicherbedarf sowie die Fragestellung, inwiefern der Einsatz von Stromspeichern den Netzausbau auf Übertragungsnetzebene vermeiden kann. Hierzu wurden mit der *Roadmap Speicher* (Pape, et al., 2014) und (Echternacht, et al., 2012) Untersuchungen veröffentlicht.

5. Märkte für Batteriespeicher und *Power-to-Gas* außerhalb des Strommarkts

Über die reine volkswirtschaftliche Betrachtung von Energiespeichern im Stromsystem hinaus entwickeln sich Märkte für Energiespeicher, welche nicht allein aus dem Strommarkt initiiert werden. Dazu zählen zum einen sektorenintegrierte Energiespeicher wie Batteriespeicher zur Eigenerzeugungsnutzung aus EE-Anlagen im privaten und industriellen Bereich. Zum anderen zählen dazu sektorenübergreifende Speicher wie Elektromobilität und *Power-to-Gas* zur Speicherung von Strom als Gas in Gasspeichern. Auch die Erschließung der kostengünstigen Ressourcen Wind- und Solarenergie mit hohem Potenzial über die Speichertechnologien *Power-to-Gas*, *Power-to-Liquids* und *Power-to-Chemicals* gehören dazu. Sie können zum Ersatz fossiler Kraftstoffe, Rohstoffe und Brennstoffe in den Sektoren Verkehr, Chemie und Wärme beitragen.

Diese Märkte können unter anderem entstehen, wenn in den anderen Energiesektoren verbindliche Regelungen und Gesetze zur Dekarbonisierung etabliert werden. Die Entwicklung dieser Speichermärkte hat wiederum eine Rückwirkung auf das Stromsystem in Form von zusätzlichem Stromverbrauch und der Verfügbarkeit günstiger(er) Flexibilitätsoptionen.

Wesentliche Kernfragen sind:

- → Welche Märkte für Batteriespeicher und *Power-to-Gas* entwickeln sich außerhalb des Strommarkts?
- → Welche Märkte sind besonders relevant und welche Bandbreite an Marktentwicklung ist zu erwarten?
- → Welche Rückwirkungen können diese Speichermärkte auf das Stromsystem in Form von Mehrfachnutzen, zusätzlichem Strombedarf oder neuen Systemanforderungen haben?

2.3 Abgrenzung zu anderen Arbeiten

Bisherige Arbeiten wie die VDE/ETG-Studie *Energiespeicher für die Energiewende* aus dem Jahr 2012 und ähnliche haben den Stromspeicherbedarf in Deutschland rein aus nationaler Sicht analysiert, ohne das deutsche Stromerzeugungssystem als Teil eines europäischen Systems zu betrachten.

Darüber hinaus wurden oft feste Annahmen zu anderen Flexibilitätsoptionen wie dem Lastmanagement oder der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) getroffen, dadurch wurde ein rein eindimensionales Bild des Stromspeicherbedarfs abgebildet.

Ferner sind die meisten Studien auf Betrachtungen des Erzeugungsausgleichs auf der Ebene des Übertragungsnetzes beschränkt oder betrachten nur das Verteilnetz. Bislang wurden beide Systemebenen noch nicht gemeinsam in der Frage des Stromspeicherbedarfs betrachtet und die Rückwirkung eines Speicherausbaus auf den Netzausbau im Verteilnetz im Kontext der Übertragungsnetze analysiert.

In der vorliegenden Studie werden diese offenen Fragen untersucht und damit Wissenslücken geschlossen, indem der Stromspeicherbedarf

- sowohl auf Ebene des Übertragungsnetzes
- als auch auf Verteilnetzebene,
- unter Berücksichtigung der Rolle von Stromspeichern zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen und
- eingebunden im europäischen Kontext samt Betrachtung aller Marktgebiete und Kuppelstellen in Europa

betrachtet wird.

2.4 Aufbau und Methodik

Angelehnt an die Fragestellungen in Abschnitt 2.2 umfasst die Studie fünf Themenbereiche:

- 1. Rolle von Energiespeichern im Stromsystem im Kontext mit anderen Flexibilitätsoptionen
- 2. Bedarf an Stromspeichern im Verteilnetz in Deutschland
- 3. Bedarf an Stromspeichern auf Ebene des Übertragungsnetzes in Deutschland im europäischen Kontext
- 4. Bedarf an Stromspeichern zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen
- 5. Märkte für Energiespeicher außerhalb des Stromsektors mit Fokus auf Batteriespeicher und *Power-to-Gas*

Die Studie spannt diese Themenbereiche in den folgend beschriebenen Kapiteln 3 bis 7 auf.

Der Fokus liegt dabei in den Themenbereichen 2 bis 4 (Kapitel 4 bis 6) auf einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung mit Fokus auf den Systemgesamtkosten der Stromerzeugung. Im Themenbereich 5 (Kapitel 7) wird zusätzlich zu diesen Kostenbetrachtungen eine Sichtweise eingenommen, in der auch die Zahlungsbereitschaft von Marktteilnehmern berücksichtigt wird.

Methodisch kommen umfassende quantitative Modellierungen des zukünftigen Stromerzeugungssystems auf Ebene des Übertragungsnetzes und des erforderlichen Netzausbaus auf Verteilnetzebene zum Einsatz, ergänzt durch Erkenntnisse aus bestehenden Studien und qualitativen Bewertungen auf Basis der Expertise des Konsortiums. Die verwendeten Methoden sind in diesem Kapitel kurz umfasst und in den einzelnen Kapiteln jeweils zu Beginn ausführlich erläutert.

Kapitel 3
Energiespeicher und alternative Flexibilitätsoptionen
Der erste Hauptteil der Studie ordnet Energiespeicher in die Diskussion der Energiewende ein und erläutert wesentliche Begriffe im Kontext von Energiespeichern. Des Weiteren wird der Wirkzusammenhang zwischen Energiespeichern und alternativen Flexibilitätsoptionen, wie dem Lastmanagement oder dem Netzausbau, hergestellt und ihr Einfluss auf den Stromspeicherbedarf erörtert. Darüber hinaus werden Bandbreiten möglicher zukünftiger Entwicklungen der Kosten verschiedener Speichertechnologien beschrieben. Diese wurden auf Basis bestehender Literatur und Expertenschätzungen erarbeitet. Diese Bandbreiten bilden die Grundlage für die Analysen zum Stromspeicherbedarf in Kapitel 5 bis 7 und werden bei den Marktabschätzungen in Kapitel 8 berücksichtigt.

Kapitel 4
Bedarf an Stromspeichern im Verteilnetz
In diesem Studienteil wird untersucht, ob Stromspeicher im Verteilnetz zukünftig eine mögliche kosteneffiziente Alternative zum konventionellen Netzausbau darstellen können. Es werden ausschließlich Batteriespeicher betrachtet, welche netzdienlich eingesetzt werden.

Dazu wird quantitativ abgeschätzt, welcher Zubau von Speicherkapazität voraussichtlich bis 2023 beziehungsweise 2033 eine Verringerung der erforderlichen Netzausbaukosten zur Vermeidung von Netzengpässen in den Verteilnetzen bewirken würde. Darüber hinaus wird qualitativ abgeleitet, ob ein netzdienlicher Einsatz von Batteriespeichern der Verteilnetznutzer (zum Beispiel Haus-

speicher) einen Beitrag zur Vermeidung oder Verzögerung eines Verteilnetzausbaus leisten kann.

Als methodische Basis für die Analyse der Verteilnetze dienen die für diese Studie angenommenen Szenarien zur zukünftigen Entwicklung des Stromsektors und die Annahmen zu Batteriespeichern aus Kapitel 3 und dem Anhang. Es werden repräsentative Untersuchungsregionen ausgewählt, in denen je ein typisches Nieder- und Mittelspannungsnetz betrachtet wird. Anhand dieser repräsentativen Netze wird der erforderliche Netzausbaubedarf zur Integration Erneuerbarer Energien bestimmt. Dabei werden verschiedene technische Optionen zur Beseitigung der entstandenen Engpässe in den Verteilnetzen unter Kostengesichtspunkten verglichen. Abschließend werden die Ergebnisse der Netzberechnung aus den repräsentativen Beispielnetzen auf Deutschland skaliert.

Ebenfalls werden in Kapitel 4 Erkenntnisse zu Systemdienstleistungen für Kapitel 6 gewonnen.

Kapitel 5
Bedarf an Stromspeichern auf Ebene des Übertragungsnetzes
Im dritten Hauptteil der Studie wird auf die Frage des Bedarfs an Stromspeichern für den Erzeugungsausgleich auf Ebene des Übertragungsnetzes eingegangen. Hierzu wird die Rolle von Stromspeichern in Kombination mit anderen Flexibilitätsoptionen im europäischen Kontext untersucht und analysiert, welche Kombination aus Lang- und Kurzzeitspeichern zukünftig unter Kostengesichtspunkten sinnvoll ist.

Dafür wird der Einfluss verschiedener Kombinationen an zusätzlichen Stromspeichern auf die Kosten des Stromerzeugungssystems untersucht. Betrachtet werden auf der einen Seite die eingesparten Erzeugungskosten aufgrund eines kostenoptimaleren Anlageneinsatzes, die Reduktion der erforderlichen EE-Abregelung sowie die vermiedenen Investitionen in konventionelle Kraftwerke. Demgegenüber stehen notwendige Investitionskosten für die zusätzlichen Speicher. Aus dem Saldo der Kosteneinsparungen sowie der Mehrkosten kann ermittelt werden, ob der Einsatz der jeweils betrachteten Kombination an Stromspeichern zum Erzeugungsausgleich in den untersuchten Szenarien unter Kostengesichtspunkten sinnvoll ist.

Aus Kapitel 5 fließen zusätzlich Erkenntnisse aus quantitativen Untersuchungen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen in Kapitel 6 ein.

Kapitel 6
Bedarf an Stromspeichern zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen
In diesem vierten Hauptteil werden die Untersuchungen zum Bedarf an Stromspeichern auf Verteilebene beziehungsweise auf Ebene des Übertragungsnetzes um Analysen zur zukünftigen Bereitstellung von Systemdienstleistungen ergänzt. Hierbei wird analysiert, ob in den kommenden Jahren ein Bedarf für Stromspeicher zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen entsteht.

Systemdienstleistungen werden bislang weitgehend durch thermische Kraftwerke abgedeckt. Bei stetig steigenden EE-Anteilen an der Stromerzeugung sowie bei einem einhergehenden Rückbau thermischer Kraftwerke werden jedoch Alternativen benötigt, um jederzeit die Versorgungssicherheit aufrechterhalten zu können und einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. In wie fern sich daraus in Zukunft ein Bedarf zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen ableitet, wird in diesem Studienabschnitt erfasst.

Dazu werden die verschiedenen Systemdienstleistungen kurz erläutert und die möglichen Potenziale von Stromspeichern zu deren Erbringung aufgezeigt. Die Analysen basieren sowohl auf Erkenntnissen aus den quantitativen Untersuchungen in den Kapiteln 5 und 6 als auch auf vorherigen Untersuchungen sowie vorhandener Literatur.

Kapitel 7
Märkte für Batteriespeicher und *Power-to-Gas* außerhalb des Strommarkts
Im letzten Hauptteil der Studie werden zwei Energiespeichertechnologien näher betrachtet, welche entweder bereits lange Standardanwendungen sind oder in anderen

Sektoren wie im Verkehrssektor ein großes Entwicklungspotenzial außerhalb des Strommarkts haben.

Zukünftige Märkte für diese Technologien werden identifiziert und – wo möglich – grobe Abschätzungen von Bandbreiten zukünftiger Marktentwicklungen erarbeitet. Dabei wird insbesondere betrachtet, welche dieser Märkte langfristig besonders relevant sind und in welcher Größenordnung mögliche Effekte für das Stromerzeugungssystem zum Beispiel in Form von zusätzlicher Flexibilität über Energiespeicher, die im Lastmanagement zusätzliche Systemdienstleistungen zu marginalen Kosten anbieten, wären.

Dabei werden je nach Technologie verschiedene Anwendungen betrachtet. Diese beinhalten Regelleistungsmärkte, unterbrechungsfreie Stromversorgung, Hausspeichersysteme, netzferne Stromversorgung, Elektromobilität und (Kohlen)Wasserstoffe als Roh- und Kraftstoffe aus den Technologien *Power-to-Gas*, *Power-to-Liquid* und *Power-to-Chemicals* für den Verkehr und die Chemieindustrie. Literaturauswertungen und quantitative Ableitungen auf Basis von Prognosen zukünftiger Entwicklungen sind die methodische Basis dieses Kapitels.

Anhang

Im Anhang sind zusätzliche Details zu den Ergebnissen der Simulationen auf Ebene des Übertragungsnetzes, Details zu den betrachteten Szenarien und zu technischen und kostenseitigen Parametern der betrachteten Speichertechnologien dargestellt.

Darüber hinaus sind alle relevanten Energiespeichertechnologien in Form von Steckbriefen dargestellt. Diese beschreiben jeweils einschlägig und vereinfacht Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken der jeweiligen Technologie auf Basis von Literaturangaben und Expertenwissen der beteiligten Institute.

2.5 Wesentliche Annahmen und Implikationen

Im Folgenden werden wesentliche Annahmen in der Studie dargestellt und ein Überblick über die betrachteten Szenarien gegeben. Eine detaillierte Beschreibung der Annahmen und Szenarien befindet sich in den entsprechenden Kapiteln sowie im Anhang.

2.5.1 Grundsätzliche Annahmen der Modellierung und Implikationen

Bei der Betrachtung des Einsatzes von Stromspeichern zur Vermeidung von Netzausbau im Verteilnetz wurde unterstellt, dass die entsprechenden Batteriespeicher lediglich für diesen Zweck gebaut werden. Zudem wurde jeweils nur ein konkretes Jahr untersucht („Stichjahr") und nicht jedes Jahr zwischen den betrachteten Stichjahren abgebildet. Es wurden daher folgende Annahmen getroffen:

- die Batteriespeicher werden an Standorten in der Nähe zu EE-Anlagen installiert,
- die Batteriespeicher werden immer netzdienlich eingesetzt,
- der Netzausbau und die Speicherdimensionierung erfüllen exakt den Ausbaubedarf des betrachteten Zeitpunktes.

Diese idealisierten Annahmen werden der hier gestellten Fragestellung gerecht, bedeuten aber eine Beschränkung der Analyse. Zum Beispiel können keine Aussagen über den Effekt von Stromspeichern, die nicht netzdienlich eingesetzt werden, auf den erforderlichen Verteilnetzausbau getroffen werden. Diese Limitierungen der Analyse wurden bei der Bewertung der Ergebnisse und bei der Formulierung der Schlussfolgerungen berücksichtigt.

Bei der Betrachtung von Stromspeichern auf Ebene des Übertragungsnetzes wurde der Schwerpunkt auf den Einsatz von zusätzlichen Stromspeichern für den Erzeugungsausgleich im europäischen Stromerzeugungssystem gelegt. Ein Einsatz von Energiespeichern zur Vermeidung von Netzausbau im Übertragungsnetz wurde nicht untersucht. Die Annahmen zu der Entwicklung von Stromnach-

frage und -erzeugung basieren auf dem heutigen Stromsystem sowie den Prognosen der Bundesnetzagentur und der Übertragungsnetzbetreiber.

Es wurden daher folgende Annahmen getroffen:

- europäisches Stromerzeugungssystem mit durch begrenzte Grenzkuppelstellen verbundenen Marktgebieten,
- europäische Marktgebiete entsprechend der heutigen Struktur mit einheitlichem Marktgebiet in Deutschland (keine Netzengpässe innerhalb von Deutschland),
- europäischer Markt mit gemeinsamer effizienter Nutzung der Flexibilitätsoptionen und
- eine ausreichende Verfügbarkeit an gesicherter Leistung auch ohne zusätzliche Speicher (bei hohen EE-Anteilen vorwiegend durch zusätzliche Gaskraftwerke auf Basis der vorgegebenen Szenarien).

Diese idealisierten Annahmen werden der gestellten Fragestellung gerecht, bedeuten aber eine Beschränkung der Analyse. Zum Beispiel wird ein zusätzlicher Nutzen von Energiespeichern zur Vermeidung von *Redispatch* und/oder Abregelung Erneuerbarer Energien aufgrund von Netzengpässen innerhalb von Deutschland nicht berücksichtigt. Diese Limitierungen der Analyse wurden bei der Bewertung der Ergebnisse und bei der Formulierung der Schlussfolgerungen berücksichtigt.

2.5.2 Annahmen zu Investitions- und Brennstoffkosten

Um den Einfluss verschiedener Kombinationen an Technologien in der Zukunft vergleichend zu bewerten, werden Annahmen über zukünftige Kosten getroffen. Besonders relevant im Rahmen dieser Untersuchung sind die Annahmen der zukünftigen Investitionskosten für Stromspeicher sowie für die zur Stromerzeugung eingesetzten Brennstoffe.

Zur Abschätzung der zukünftigen Investitionskosten der untersuchten Stromspeichertechnologien werden für Kurz- und Langzeitspeicher ausgehend von den heutigen Kosten Projektionen in die Zukunft auf Basis von verschiedenen Studien und Expertenschätzungen getroffen. Diese Prognosen sind in Kapitel 3.4 eingehend beschrieben. Die darüber hinaus verwendeten technischen und ökonomischen Parameter und Annahmen zu einzelnen Speichertechnologien sind im Anhang in Tabelle 8-1 aufgeführt.

Für die Untersuchungen auf Ebene des Verteilnetzes wurden Annahmen zu den Kosten des Netzausbaus in Abhängigkeit der Spannungsebene sowie zu regelbaren und nicht regelbaren Transformatoren getroffen. Diese sind in Anhang 8.2.4 beschrieben.

Die Prognosen der zukünftigen Kosten der fossilen Brennstoffe zur Stromerzeugung sowie für CO_2-Emissionszertifikate sind in Kapitel 5.2.1 beschrieben und sind im Anhang in Tabelle 8-10 dargestellt.

Aufgrund des in dieser Studie verwendeten Ansatzes, in dem lediglich Einsparungen und Mehrkosten betrachtet werden, haben die Investitionskosten für Erneuerbare Energien keinen Einfluss auf das Ergebnis. Für eine grobe Quantifizierung des Wertes von nicht in das Stromsystem integriertem Strom aus EE-Anlagen wurden Schätzungen vorgenommen, die in Kapitel 4.2 und Kapitel 5.3 beschrieben sind.

2.5.3 Betrachtete Szenarien des zukünftigen Stromsystems

Die Frage des Bedarfs an zusätzlichen Stromspeichern in der Energiewende wird anhand von verschiedenen Szenarien untersucht. Wesentliche Ausgangspunkte sind der Netzentwicklungsplan 2013 (Bundesnetzagentur, 2013) sowie die Beschlüsse des Koalitionsvertrags der aktuellen deutschen Bundesregierung.

Auf dieser Basis werden drei Szenarien für das Stromerzeugungssystem in Deutschland entwickelt, die für das Jahr 2023, das Jahr 2033 und einen EE-Anteil von etwa 90 Prozent an der Stromerzeugung ausgelegt sind. Dabei werden jeweils Annahmen zur installierten Leistung an Erneuerbaren Energien in Deutschland getroffen. Da Deutschland innerhalb von Europa betrachtet wird, wer-

den auch Annahmen zum EE-Ausbau im europäischen Ausland getroffen. Diese sind für die Einordnung der Ergebnisse sehr relevant, weshalb die Namen der Szenariovarianten die EE-Anteile für Deutschland und Europa beinhalten. Sie sind wie folgt aufgebaut: x Prozent EE-Anteil in Deutschland / x Prozent EE-Anteil in Europa. Alle relevanten Annahmen zu diesen Szenarien sind in Kapitel 5.2 erläutert und im Anhang im Detail dargestellt.

Die bestehenden Stromspeicher (Pumpspeicherkraftwerke) sind fester Bestandteil in allen Szenarien. Der Zubau neuer Stromspeicher wird im Rahmen der Untersuchungen variiert und im Kapitel 4 (Verteilnetze) sowie Kapitel 5 (Übertragungsnetz) im Detail beschrieben.

Um der besonderen Bedeutung des Ausbaus von alternativen Flexibilitätsoptionen wie flexibler Erzeugung und Nachfrage und dem Netzausbau sowie der Prognosegüte der EE-Einspeisung auf den Speicherbedarf gerecht zu werden, wurden in den Untersuchungen auf Ebene des Übertragungsnetzes weitere Variationen der Szenarien vorgenommen. Diese sind im Kapitel 5.3 erläutert.

3 Energiespeicher und alternative Flexibilitätsoptionen

In diesem Kapitel wird auf die Rolle und Funktionen von Energiespeichern in der Energieversorgung und speziell im Stromerzeugungssystem eingegangen. Diese Rolle wird gegenüber alternativen Flexibilitätsoptionen abgewogen und ihr grundsätzlicher Einfluss auf den Stromspeicherbedarf beschrieben. Zunächst wird auf die Terminologie und Klassifizierung von Energiespeichern eingegangen.

3.1 Klassifizierung und Funktionen von Energiespeichern

3.1.1 Begriffe und Definitionen

Energiespeicher sind elementare Bausteine der Energieversorgung. Über 80 Prozent der deutschen Stromerzeugung beruhen aktuell auf gespeicherter Energie und Energiespeichern in Form von Kohlehalden, radioaktiven Elementen, Gasspeichern, Biomasselagern und anderen gespeicherten Energieträgern. Darüber hinaus gibt es Energiespeicher, die Strom direkt speichern wie Pumpspeicher, Druckluftspeicher oder Akkumulatoren.

Energiespeicher können in primäre und sekundäre Energiespeicher unterteilt werden (Sterner, et al., 2014):

- → Primäre Energiespeicher werden nur einmal geladen und entladen.
- → Sekundäre Energiespeicher können mehrfach geladen und entladen werden.

Zu den **primären Energiespeichern** zählen zum Beispiel alle fossilen Brenn- und Kraftstoffe, welche an sich gespeicherte Energie darstellen. Solarenergie wurde über die Photosynthese in Form von Biomasse gespeichert, welche unter hohen Drücken und Temperaturen über sehr lange Zeiträume in fossile Energie gewandelt wurden. Erdöllager, Kohlehalden oder Erdgas in Gasspeichern stellen solche primären Energiespeicher dar. Die Ausspeicherung erfolgt einmalig über das Verbrennen der gespeicherten fossilen Energie in Kraftwerken, Heizungen und Fahrzeugen. Ein weiteres Beispiel chemischer primärer Energiespeicher sind Einwegbatterien, die auch Primärbatterien genannt werden.

Sekundäre Energiespeicher sind wiederaufladbare Speicher. Die Speichereinheit kann mit einem gewissen Verschleiß also mehrfach aufgeladen oder entladen werden. Dazu zählen fast alle Energiespeicher wie Akkumulatoren (Sekundärbatterien), Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Kondensatoren, Spulen, Schwungmassenspeicher oder Speicher für (Kohlen)Wasserstoffe wie Gasspeicher und Kraftstofftanks, welche über die Einspeicherung von Erneuerbarer Energie über die Photosynthese (Biomasse), *Power-to-Gas* oder *Power-to-Liquids* gefüllt werden.

Energiespeicher werden in der wissenschaftlichen Literatur zur Energietechnik und Energiewirtschaft wie folgt definiert:

„Ein **Energiespeicher** ist eine energietechnische Einrichtung, welche die drei folgenden Prozesse beinhaltet: **Einspeichern** (Laden), **Speichern** und **Ausspeichern** (Entladen)." (Sterner, et al., 2014).

Die drei Prozesse sind entweder in einem Schritt integriert oder separat angelegt.

In **Batterien** erfolgen diese drei Energiewandlungs- und Energiespeicherprozesse in einem Bauteil: Die Elektroenergie wird elektrochemisch in der Elektrode beziehungsweise Aktivmasse gewandelt und gespeichert. Die Ausspeicherung des Stroms kann in das Stromsystem oder im Rahmen der Elektromobilität in den Verkehrssektor erfolgen.

Bei einem **Pumpspeicherkraftwerk** erfolgt die Einspeicherung des Stroms durch eine Pumpe, die Wasser in das Oberbecken befördert. Die gespeicherte Energie liegt in Form von potenzieller Energie des Wassers in Abhängigkeit der Masse und der Höhendifferenz vor. Bei der Aus-

speicherung wird das Wasser vom Oberbecken durch eine Turbine samt Generator in das Unterbecken geleitet.

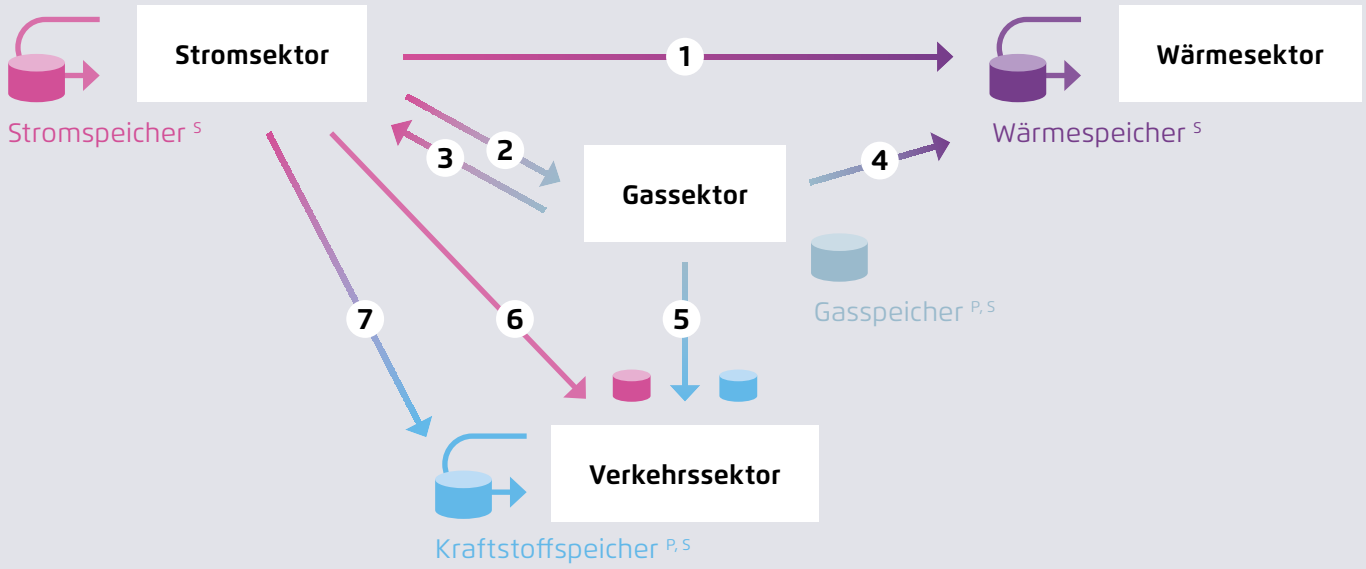
Power-to-Gas hingegen stellt die Einspeicherung von Strom (vorzugsweise Erneuerbarer Energie) im Gasnetz als Speicher dar, in dem Strom zur Wasserspaltung und optionaler Methanisierung verwendet wird. Der gewonnene Energieträger Gas kann nach Speicherung flexibel über Gaskraftwerke oder Blockheizkraftwerke (BHWK) rückverstromt werden. Somit kann diese Technologie die Funktion eines Stromspeichers wie ein Pumpspeicher erfüllen (*Power-to-Gas-to-Power*). Es ist jedoch auch möglich, die Ausspeicherung in Form einer Wärmeanwendung oder über Gasfahrzeuge im Verkehr zu vollziehen.

Falls die Ausspeicherung in den Verkehrssektor erfolgt, agieren die Speichertechnologien Batterien, *Power-to-Gas* oder allgemein *Power-to-X* aus Sicht des Stromsektors als Stromverbraucher, der im Idealfall über ein Lastmanagement eingebunden ist. Die Ausspeicherung erfolgt in anderen Sektoren und stellt daher aus Sicht des zum Beispiel Verkehrssektors einen Kraftstofflieferant dar.

Für eine sachliche Diskussion ist diese Differenzierung von zentraler Bedeutung.

Energiespeicher werden daher nach (Sterner, et al., 2014) in sektorale und sektorenübergreifende Speicher eingeteilt:

Sektorale und sektorenübergreifende Speicher in der Energieversorgung samt Unterscheidung in primäre und sekundäre Energiespeicher — Abbildung 3-1



1 *Power-to-Heat*, flexible KWK

2 Einspeichertechnologie *Power-to-Gas*

3 *Power-to-Gas* als Stromspeicher

4 *Power-to-Gas* als Wärmespeicher

5 *Power-to-Gas* als Stromkraftstoff

6 Elektromobilität

7 *Power-to-Liquid* als Stromkraftstoff

P primärer Energiespeicher

S sekundärer Energiespeicher

Sterner, et al., 2014

- **Sektorale Speicher** sind Energiespeicher, die rein in einem der drei Energiesektoren Strom, Wärme und Verkehr oder als Mediumspeicher (zum Beispiel ein Gasspeicher) eingesetzt werden: Das Ein- und Ausspeichern erfolgt bidirektional im selben Sektor. Neben den klassischen Stromspeichern wie Pumpspeichern zählen dazu auch Wärmespeicher wie Warmwassertanks. Aus Sicht des Stromnetzes kann durch solche Einheiten positive und negative Regelleistung zur Verfügung gestellt werden.
- **Sektorenübergreifende Speicher** sind Energiespeicher, die in einem oder mehreren der drei Energiesektoren Strom, Wärme und Verkehr oder als Mediumspeicher (zum Beispiel ein Gasspeicher) eingesetzt werden: Das Ein- und Ausspeichern erfolgt nicht zwangsläufig im selben Sektor. Eine uni- und bidirektionale Arbeitsweise ist möglich. Ein klassisches Beispiel sind (Nacht-) Speicherheizungen, die Strom im Wärmesektor unidirektional speichern. Die moderne Variante Power-to-Heat basiert auf demselben Prinzip und nutzt Elektroheizstäbe oder Elektrowärmepumpen. Aus Sicht des Stromnetzes kann durch solche Einheiten negative Regelleistung zur Verfügung gestellt werden. Auch positive Regelleistung kann durch das Abschalten des Verbrauchs erbracht werden. Dadurch ist diese Nutzungsoption als Flexibilität eingeschränkt.

Aus Sicht des Stromsektors handelt es sich bei der sektorenübergreifenden Speicherung um ein reines Lastmanagement (Strom – Wärme, Strom – Verkehr über Elektromobile, *Power-to-Gas*), falls keine Rückverstromung des gespeicherten Energieträgers erfolgt.

In Abbildung 3-1 werden die Unterschiede der Speicherarten illustriert.

Im Rahmen dieser Studie liegt der Fokus auf den Stromspeichern. Diese sind in der wissenschaftlichen Literatur zur Energietechnik und Energiewirtschaft wie folgt definiert:

„**Stromspeicher** speichern direkt Elektroenergie elektrostatisch oder elektromagnetisch oder wandeln Elektroenergie reversibel in eine beliebige andere physikalische Energieform um. Nach dem Entladen des Speichers steht wieder Elektroenergie mit einem gewissen Wirkungsgradverlust zur Verfügung." (Sterner, et al., 2014)

3.1.2 Klassifizierung

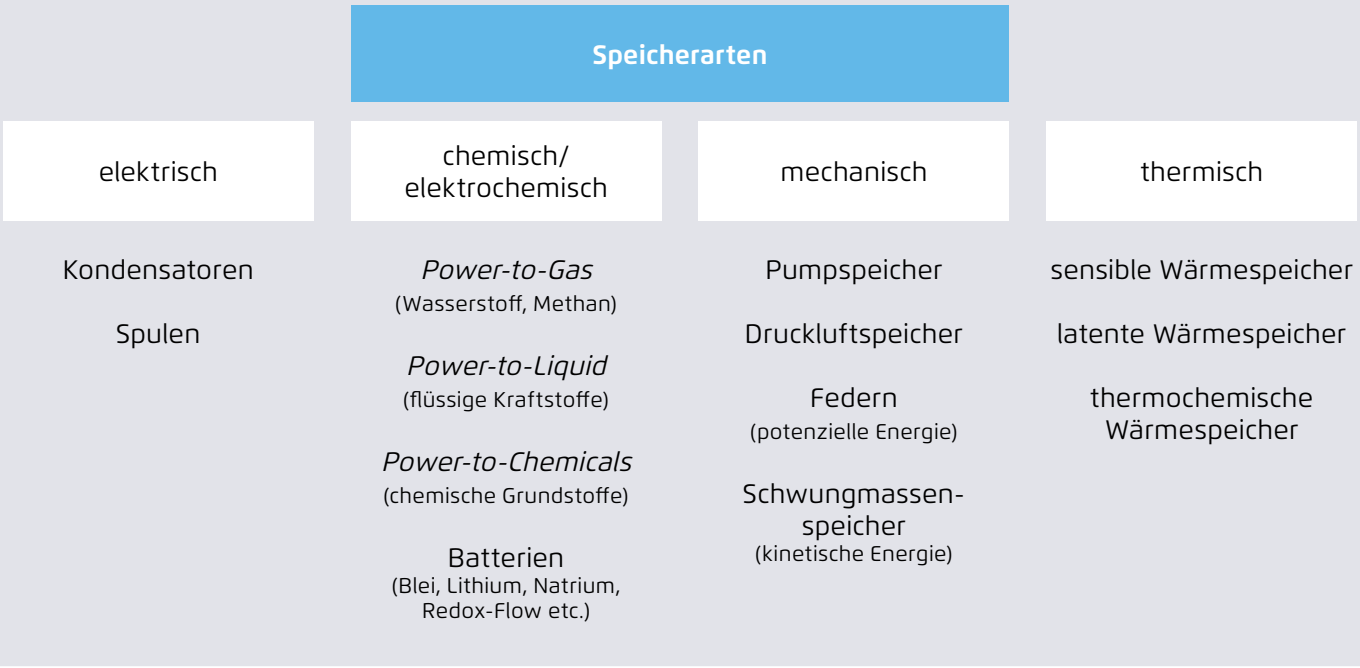
Energiespeicher lassen sich vielfältig klassifizieren. Die gängigste Art und Weise ist die Unterteilung der verschiedenen Speichertechnologien nach ihrem physikalischen Wirkungsprinzip beziehungsweise der Energieform:

- **elektrische Energie**, auch Elektroenergie, elektrostatische (zum Beispiel Kondensatoren) oder elektromagnetische (zum Beispiel Spulen) Energiespeicher beziehungsweise die Kombination aus elektrischer und chemischer Energiespeicherung (zum Beispiel Batterien)
- **chemische Energie**, auch Bindungsenergie (zum Beispiel chemische Energieträger aus *Power-to-Gas*, *Power-to-Liquid*, Elektrodenmaterialien in elektrochemischen Batteriespeichern)
- **mechanische Energie**, auch kinetische und potenzielle Energie (zum Beispiel Pumpspeicher)
- **thermische Energie**, auch kalorische Energie oder Wärme und Kälte (zum Beispiel Wärmespeicher, *Power-to-Heat*)

Aus der Gruppe der chemischen Energiespeicher werden die **elektrochemischen Energiespeicher**, auch Akkumulatoren oder Sekundärbatterien genannt, oft separat diskutiert und dargestellt, da sie eine sehr große Gruppe darstellen und im Unterschied zu *Power-to-Gas* bei allen Sekundärbatterien mi Ausnahme von *Redox-Flow* die drei Prozesse Einspeichern, Speichern und Ausspeichern in einer Einheit oder einem „Speichersystem" zusammengefasst sind.

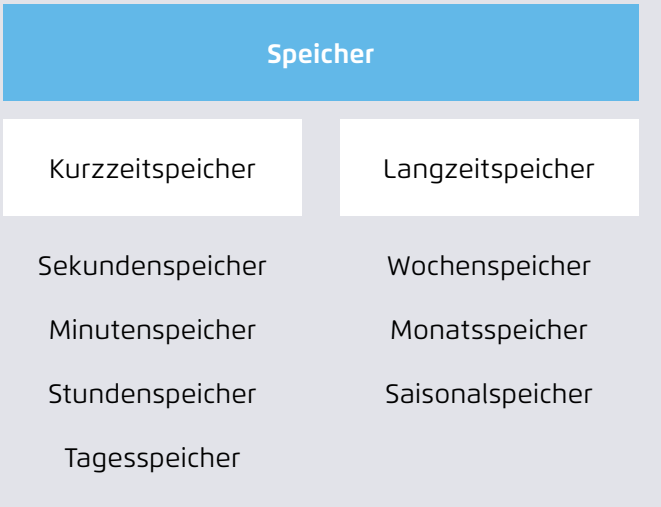
Neben dieser grundlegenden Klassifizierung, die in Abbildung 3-2 veranschaulicht ist, ist eine Einteilung nach einem zeitlichen Kriterium in der Diskussion unentbehrlich. Dazu hat sich die maximale Ausspeicherdauer (auch E/P-Ratio als Verhältnis von Speicherkapazität E und Ausspeicherleistung P) als feste Bemessungsgröße etabliert.

Speicherarten klassifiziert nach physikalischem Funktionsprinzip — Abbildung 3-2



Sterner, et al, 2014

Energiespeicher klassifiziert nach der Ausspeicherdauer (E/P-Ratio) in Kurz- und Langzeitspeicher — Abbildung 3-3



Sterner, et al., 2014

Ist dieses Verhältnis beziehungsweise die Ausspeicherdauer kleiner als 24 Stunden, wird von einem **Kurzzeitspeicher** gesprochen, im umgekehrten Fall von einem **Langzeitspeicher** (siehe Abbildung 3-3). Selten wird der Begriff Mittelzeit- oder Mittelfristspeicher verwendet, der jedoch nicht eindeutig ist und daher in dieser Studie nicht angewandt wird.

3.2 Alternative Flexibilitätsoptionen und ihr Einfluss auf den Stromspeicherbedarf

Stromspeicher ordnen sich in eine Reihe von Flexibilitätsoptionen ein, um Schwankungen zwischen Angebot und Nachfrage auszugleichen:

→ Erzeugung	zum Beispiel flexibler Kraftwerksbetrieb, Abregelung von EE, stromgeführte KWK
→ Transport	zum Beispiel Netzaus- und -umbau in Deutschland und Europa

→ Stromspeicher	zum Beispiel Kurz- und Langzeitspeicher
→ Verbrauch	zum Beispiel Lastmanagement, auch sektoren-übergreifende Energiespeicher

Die Beschreibung dieser Flexibilitätsoptionen und ihre prinzipielle Auswirkung auf den Stromspeicherbedarf ist Gegenstand dieses Abschnitts.

3.2.1 Flexibilität im Stromerzeugungssystem

Zunächst gilt es – analog zu den Begriffen Stromspeicher und Energiespeicher – den Begriff Flexibilität einzuordnen.

Flexibilität in der Stromversorgung in der Vergangenheit

Stromverbrauch und -erzeugung müssen im bestehenden Drehstromsystem immer zeitgleich erfolgen. Seit Beginn der Versorgung mit Elektrizität dienen verschiedene Maßnahmen diesem Zweck. Besonders gut zu veranschaulichen ist dies an den Maßnahmen zur Flexibilisierung der Stromnachfrage in den 1960er- und 1970er-Jahren. Damals wurden große zentrale Kraftwerke errichtet, welche aus technischen und ökonomischen Gründen im Idealfall konstant betrieben wurden, um eine Grundlast zu decken. Dem gegenüber stand eine Stromnachfrage, die durch den menschlichen Rhythmus sehr stark zwischen Tages- und Nachtzeiten schwankte. Als Maßnahmen wurden günstigere Nachttarife angeboten, um den Verbrauch anzuregen und der Erzeugung zu folgen. Ferner wurden verschiedene Speichertechnologien etabliert und angereizt, teilweise von staatlicher Seite, sowie der Stromaustausch zwischen Regionen ermöglicht:

- → die Errichtung von Nachtspeicherheizungen
- → der Aufbau von Pumpspeicherkraftwerken
- → der Bau eines Druckluftspeichers
- → die überregionale Vernetzung von Kraftwerken und Lasten durch den Ausbau von Stromnetzen

Alle diese Maßnahmen verfolgten das Ziel, ein konstantes Angebot mit einer schwankenden Nachfrage übereinzubringen und dem Stromerzeugungssystem mehr Flexibilität zu verleihen.

Insbesondere wurde aber über die Jahrzehnte ein Kraftwerkspark ausgebildet, der in seiner Gesamtheit der Nachfrage flexibel folgen kann, da es sich um steuer- und regelbare Stromerzeugungseinheiten handelt, die größtenteils gespeicherte Energie in Form von primären Energiespeichern nutzen:

- → Kraftwerke zur Deckung der Grundlast (zum Beispiel Atomkraft, Braunkohle, Laufwasser)
- → Kraftwerke zur Deckung der Mittellast (zum Beispiel Steinkohle)
- → Kraftwerke zur Deckung der Spitzenlast (zum Beispiel Gas, Speicherwasserkraftwerke)

Die Nutzung von Flexibilitätsoptionen führt im Stromerzeugungssystem zu einem gleichmäßigeren und damit kostengünstigeren Anlageneinsatz.

Heute ergeben sich neue, zusätzliche Anforderungen an die Flexibilität des Stromerzeugungssystems in Form der EE-Einspeisung. Damit gilt es, nicht nur auf schwankende Stromnachfrage zu reagieren, sondern auch auf ein schwankendes Stromangebot. Gleichzeitig nimmt die Zahl der steuer- und regelbaren Kraftwerke im System ab, wodurch der Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage weiter erschwert wird und zusätzliche Flexibilitäten benötigt werden.

Flexibilität in der Stromversorgung in der Zukunft

Neben einer schwankenden Nachfrage ergeben sich durch zunehmende EE-Anteile aus Wind- und Solarenergie auch stärkere Schwankungen auf der Erzeugungsseite, zum Beispiel in Form höherer Gradienten. Die Diskussion um Flexibilität ist daher heute primär getrieben von der Integration Erneuerbarer Energien zu Zeiten hoher und geringer EE-Einspeisungen, hat aber ebenso ihre Berechtigung in der Betrachtung der Schwankungen der Nachfrage (Last).

Dies lässt sich sehr gut anhand der Residuallast veranschaulichen, die wie folgt beschrieben wird: „Die Resi-

duallast ergibt sich aus dem Strombedarf abzüglich der Einspeisung Erneuerbarer Energien oder allgemein als ‚Verbrauch minus der Einspeisung Erneuerbarer Energien.' Sie teilt sich bei einer rein erneuerbaren Stromerzeugung in Überschüsse und Defizite auf." (Sterner, et al., 2014)

Das Ziel des Einsatzes von Flexibilitäten ist die Glättung dieser Residuallast, um Schwankungen in Stromerzeugung und -verbrauch auszugleichen. Neben den bereits genutzten Flexibilitäten kommen weitere Flexibilitätsoptionen hinzu, beispielsweise die Errichtung von Energiespeichern oder der Einsatz von Abschaltoptionen durch Sondervereinbarungen mit einzelnen Industriekunden im Rahmen des Lastmanagements. Alle Flexibilitätsoptionen sind in Abschnitt 3.2.2 aufgeführt, wo auch ihr Einfluss auf den Stromspeicherbedarf erläutert wird.

Flexibilität

Die Flexibilität einer Komponente im Stromerzeugungssystem in den vier Bereichen Erzeugung, Transport, Speicherung und Verbrauch trifft eine Aussage darüber, wie gut die Komponente in der Lage ist, einen „Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage" im System zu leisten.

Die Flexibilität einer Komponente im Stromerzeugungssystem ergibt sich demnach aus folgenden Kriterien, unterteilt nach zeitlichem (Erzeugung, Speicher, Verbrauch) und räumlichem (Transport) Ausgleich:

zeitlicher Ausgleich:

- → Gradientengeschwindigkeit:
  Fähigkeit der Komponente, innerhalb einer Zeitspanne teilweise oder vollständig die Leistungsaufnahme beziehungsweise -abgabe zu variieren.
- → Aufnahme- beziehungsweise Abgabedauer:
  Fähigkeit der Komponente, für eine gewisse Zeitspanne Stromerzeugung oder Stromverbrauch zeitlich zu verschieben. Damit einhergehend sind Parameter wie Mindestbetriebszeiten, Mindeststillstandszeiten, Speichergröße und zeitliche Verschiebemöglichkeit.

räumlicher Ausgleich:

- → Transportkapazität:
  Fähigkeit der Komponente, ein räumliches Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch zu überbrücken. Diese Funktion erfüllen im Stromsystem fast ausschließlich Stromnetze. Eine Ausnahme stellt die Speichertechnologie Power-to-Gas dar, die in Kombination mit Gasnetzen und Gasspeichern ebenfalls diese Funktion erfüllen kann.

Funktionen von Energiespeichern

Energiespeicher schaffen vor allem einen zeitlichen Ausgleich zwischen Erzeugung und Nachfrage über die Aufnahme von Überschüssen und den Ausgleich von Defiziten. In dieser Funktion grenzen sie sich weitgehend von Energienetzen ab, wie der Vergleich von Stromnetzen und Stromspeichern in Abschnitt 3.3.3 verdeutlicht. Stromspeicher wie zum Beispiel Pumpspeicher schaffen diesen Ausgleich im Stromsektor, Wärmespeicher wie zum Beispiel Pufferspeicher für Solaranlagen im Wärmesektor und so weiter. Die sektorenübergreifende Energiespeicherung nutzt für den zeitlichen Ausgleich die Speicherkapazitäten anderer Sektoren, wie beispielsweise *Power-to-Heat* oder *Power-to-Gas*.

Darüber hinaus bieten Energiespeicher die Möglichkeit, hohe Gradienten in der Stromerzeugung über reine Stromspeicher oder Energiespeicher im Lastmanagement kurzfristig auszugleichen.

3.2.2 Einfluss der alternativen Flexibilitätsoptionen auf den Stromspeicherbedarf

Neben Energiespeichern gibt es demnach zahlreiche Flexibilitätsoptionen, die in gewissen Kombinationen die gleiche Funktion wie Energiespeicher erfüllen können (Sterner, et al., 2014). Diese können wie folgend in zeitliche und räumliche Betrachtungen unterteilt werden.

Maßnahmen im Bereich Erzeugung:

- → Flexibilisierung des thermischen Kraftwerksparks
- → Flexibilisierung der EE-Anlagen
- → Flexibilisierung der KWK über Wärmespeicher

- → Nutzung von Flexibilitäten im europäischen Erzeugungssystem
- → Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch EE-Anlagen oder alternativen Technologien zur Reduktion der *Must-run*-Kapazitäten
- → Abregelung von EE-Anlagen und Ausgleich durch thermische Kraftwerke beziehungsweise Gasturbinen

Maßnahmen im Bereich Transport:

- → Netzausbau im Übertragungs- und Verteilnetz zur Beseitigung von Netzengpässen
- → Netzumbau (zum Beispiel Einbau eines regelbaren Ortsnetztransformators)
- → europäischer Ausgleich durch das Übertragungsnetz in Europa

Maßnahmen im Bereich Verbrauch:

- → Flexibilisierung der Lasten durch Lastmanagement (DSM), insbesondere Industrie und neue sektorenübergreifenden genutzte Energiespeicher auf Basis von Strom (Elektromobilität, Wärmepumpen, *Power-to-X* etc.)
- → Nutzung von Flexibilitäten im europäischen Erzeugungssystem

Diese alternativen Flexibilitätsoptionen, der Ausbaugrad Erneuerbarer Energien und die Verbesserung der Prognosegüte der Last und der Einspeisung durch Windenergie- und Photovoltaikanlagen haben einen maßgeblichen Einfluss auf den Stromspeicherbedarf, der sich nach Abbildung 3-4 (Sterner, et al., 2014) wie folgt darstellt:

„Ein Stromspeicherbedarf im Erzeugungsausgleich ergibt sich in Form von Überschüssen bei Überdeckung und Defiziten bei Unterdeckung von Residuallast nach Abwägung aller vorrangigen Ausgleichsmaßnahmen und Flexibilitätsoptionen."

Als vorrangig gelten diese Flexibilitätsoptionen, wenn sie entweder wirtschaftlicher sind und/oder gesellschaftlich höhere Akzeptanz finden.

Der Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromerzeugungssystem erzeugt also nicht per se einen Speicherbedarf, sondern zunächst einen Flexibilitätsbedarf, der durch diese zahlreichen Maßnahmen zu decken ist.

In der Studie werden die alternativen Flexibilitätsoptionen vergleichend betrachtet, die in der Kombination die gleichen Funktionen wie zusätzliche Stromspeicher in Deutschland erfüllen können:

Kombination aus flexibler Erzeugung und flexiblem Verbrauch:

- → Abregelung von EE-Anlagen und Ausgleich durch thermische Kraftwerke beziehungsweise Gasturbinen,
- → Flexibilität des thermischen Kraftwerksparks,
- → Lastmanagement im Rahmen des *Demand Side Managements* (DSM), insbesondere Industrie und neue sektorenübergreifend genutzte Energiespeicher auf Basis von Strom (Elektromobilität, Wärmepumpen, *Power-to-X* etc.).

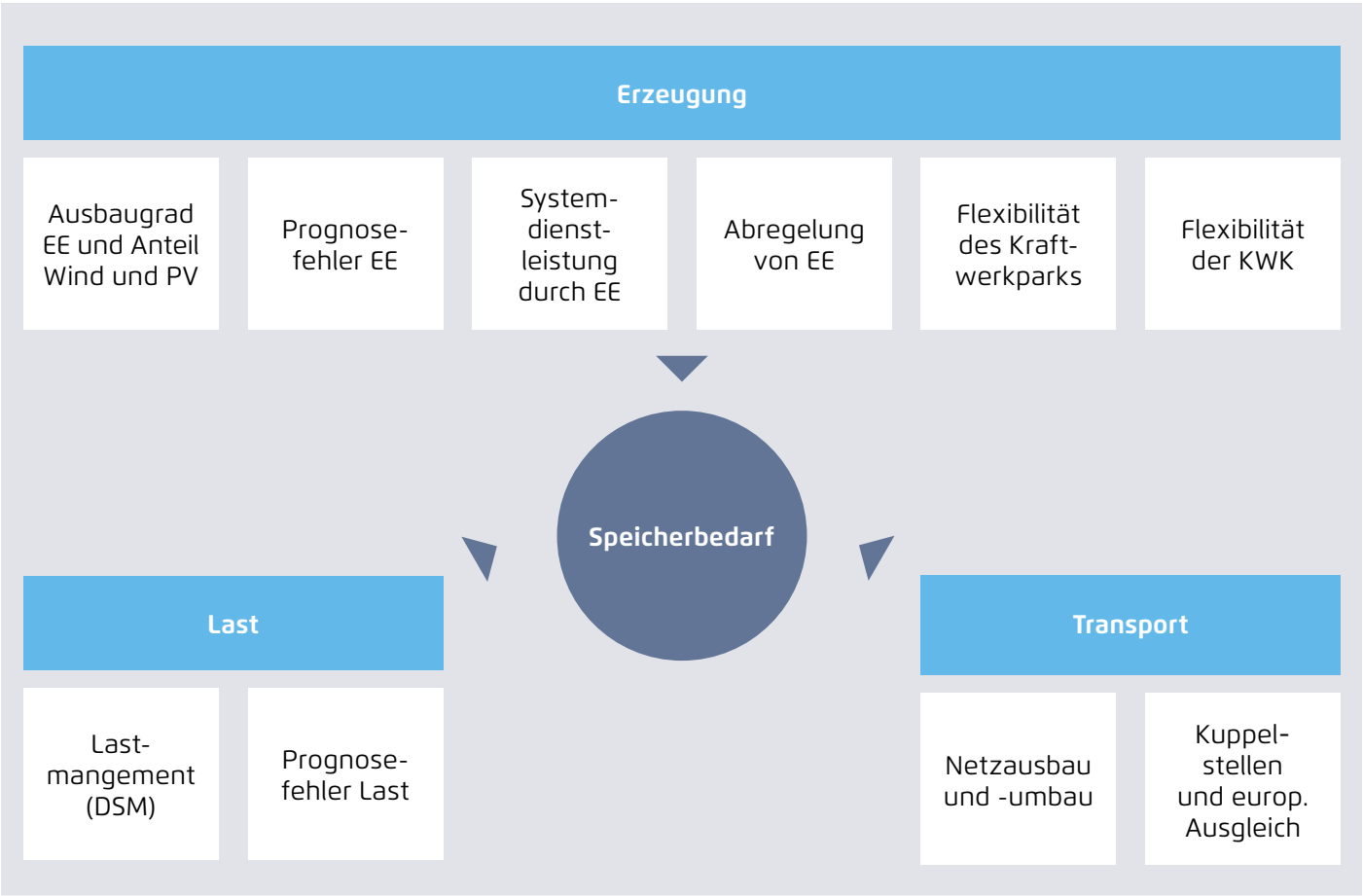
Nutzung von Flexibilitäten im Ausland:

- → europäischer Ausgleich durch das Übertragungsnetz,
- → Nutzung europaweiter Flexibilitäten im Erzeugungssystem inklusive saisonale Speicher und Pumpspeicherkraftwerke.

Unter den in der obigen Liste aufgeführten *Must-run*-Einheiten werden solche Kraftwerke und Stromerzeugungsanlagen verstanden, die Strom in das Stromnetz einspeisen müssen, selbst wenn diese Strommengen am Strommarkt nicht benötigt werden. Dazu zählen:

- → konventionelle Kraftwerke, die erforderliche Systemdienstleistungen wie die Bereitstellung von Blindleistung, Kurzschlussleistung, Momentanreserve oder Regelleistung erbringen. Da diese Funktionen auch von anderen Komponenten wie Batteriespeichern oder Pumpspeichern sowie dezentralen Erzeugungsanlagen und möglichen Netzkomponenten erbracht werden können, ist dieser *Must-run*-Bedarf zukünftig technisch substituierbar.

Wirkung der alternativen Flexibilitäten auf den Stromspeicherbedarf — Abbildung 3-4



Sterner, et al., 2014

→ Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, die aufgrund einer nicht unterbrechbaren Wärmelieferung oder anderer Gründe wie Eigenstromerzeugung oder Lieferbedingungen (Höchstlastzeitfenster, Primärenergiefaktor Fernwärme) Strom erzeugen.

3.3 Rolle von Energiespeichern im Stromsystem

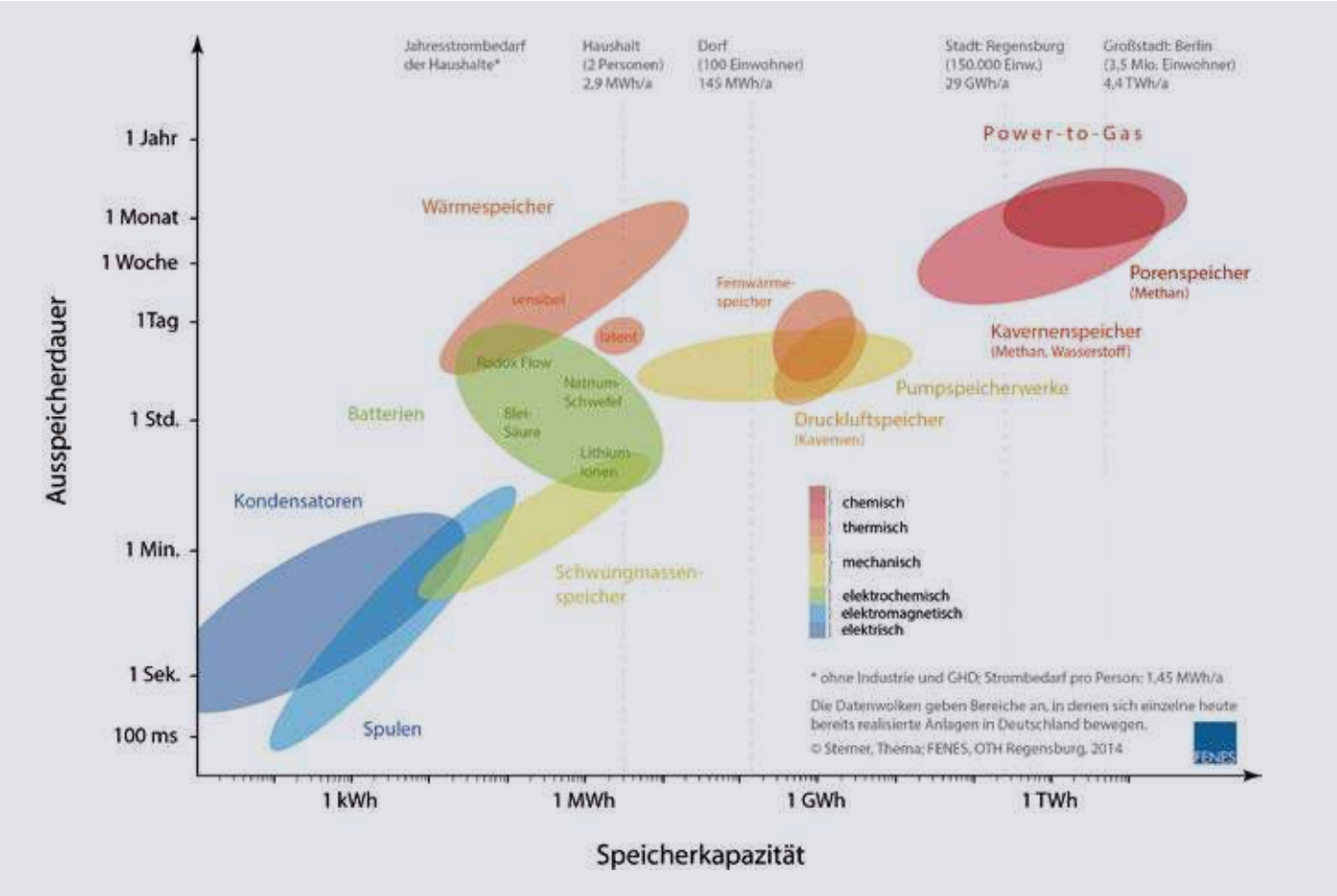
Speicher reihen sich also in eine Vielzahl von Flexibilitätsoptionen ein, weshalb nachfolgend eine Einordnung von Energiespeichern im Stromsystem erfolgt und ein Vergleich von Stromspeichern und Stromnetzen vorgestellt wird.

3.3.1 Interaktion und Möglichkeiten von Energiespeichern in der Stromversorgung

Mit dem Stromsystem selbst stehen sektorale Speicher (Stromspeicher) und sektorenübergreifende Speicher (Wärmespeicher über *Power-to-Heat*, Batteriespeicher über Elektromobilität, Gasspeicher über *Power-to-Gas*) in Verbindung. Diese Verbindungen sind weiter vorn in Abbildung 3-1 illustriert.

Eine feinere Darstellung stellt das sogenannte *Ragone-Diagramm* dar, in dem die Speicherkapazitäten der verschiedenen Speichertechnologien mit ihrer Ausspeicherdauer gegenübergestellt werden (s. Abbildung 3-5). Es stellt eine Verbindung der physikalischen und zeitlichen Einordnung von Speichern aus Abschnitt 3.1.2 dar.

Speicherkapazitäten vs. Ausspeicherdauern real existierender Speicher in Deutschland Abbildung 3-5



Sterner, et al., 2014

Elektrische Energiespeicher wie Kondensatoren und Spulen eignen sich aufgrund der geringen Speicherkapazität und Ausspeicherdauer nur für sehr kurzfristige Ausgleichsaufgaben wie die Kompensation von sehr kurzzeitigen Spannungsschwankungen (Flickern) im Elektroenergiesystem.

Mechanische Speicher unterteilen sich in Schwungmassen-, Druckluft- und Pumpspeicher. Schwungmassenspeicher übernehmen in Kraftwerken derzeit die Funktion der Momentanreserve, dem systemimmanenten Ausgleich von Erzeugung und Last im Millisekundenbereich als Sekundenspeicher. Druckluft- und Pumpspeicher sind Kurzzeitspeicher, welche vorwiegend als Stunden- und Tagesspeicher im Erzeugungsausgleich arbeiten, aber auch wichtige Systemdienstleistungen erbringen. Ihre Speicherkapazität beträgt im deutschen Verbundnetz derzeit circa 0,04 Terawattstunden. Sie leisten ferner einen wichtigen Beitrag zur gesicherten Leistung in Deutschland.

Elektrochemische Energiespeicher in Form von Sekundärbatterien werden vielfältig eingesetzt (siehe Abschnitt 7.1). Sie dienen als Stromspeicher über Systemdienstleistungen am Regelleistungsmarkt zum Ersatz von konventioneller *Must-run*-Kapazitäten oder zur Reduzierung von Lastspitzen und damit der betriebswirtschaftlichen Optimierung des Strombezugs. Sie werden als Hausspeicher für den Erzeugungsausgleich im dezentralen Maßstab und die Eigenverbrauchsoptimierung in Haushalten und Gewerbe eingesetzt. Eine zentrale Rolle spielen sie in der Dekarbo-

nisierung des Verkehrssektors in ihrer Brückenfunktion Strom-Verkehr in der Elektromobilität als mobiler Speicher. In diesem Bezug sind aus Sicht des Stromsektors zukünftig die Nutzung dieser Sekundärbatterien sowohl während des Einsatzes im Fahrzeug für Systemdienstleistungen interessant als auch die Verwendung nach der Nutzung im Fahrzeug als reine Stromspeicher im Stromnetz relevant (*Second-Life*).

Chemische Energiespeicher sind die Basis der derzeitigen Stromversorgung. Über 60 Prozent der Stromerzeugung in Deutschland basiert auf gespeicherten chemischen Energieträgern wie Kohle und Gas. Sie sind als primäre Energiespeicher derzeit unentbehrlich in der Stromerzeugung. Zukünftig können die bestehenden Speicherkapazitäten in der Gasinfrastruktur von etwa 230 Terawattstunden als einziger nationaler Langzeitspeicher auch als sekundärer Energiespeicher für Strom aus Erneuerbaren Energien genutzt werden, indem über die Technologie *Power-to-Gas* Strom zur Wasserelektrolyse und optionaler Methanisierung mit CO_2 eingesetzt wird. Damit kann ein erneuerbares Gas erzeugt werden, das im Falle von Wasserstoff zu zwei Volumenprozent und im Falle von Methan zu 100 Prozent der Gasinfrastruktur zugeführt und genutzt werden kann. Darüber hinaus verbindet *Power-to-Gas* alle Energiesektoren über das Gasnetz miteinander: den Strom- mit dem Wärmesektor, mit dem Verkehrssektor und der chemischen Industrie. In den letzten beiden Fällen besteht die Option, auch flüssige Kraftstoffe (*Power-to-Liquid*) oder chemische Grundstoffe (*Power-to-Chemicals*, *Power-to-Products*) zu generieren, was aus Sicht des Stromsektors einen Verbraucher darstellt und über ein Lastmanagement anzubinden ist.

Thermische Energiespeicher existieren in sensibler, latenter und thermochemischer Ausführung, wobei sich die letzten beiden noch weitgehend in Forschung und Entwicklung befinden und daher derzeit keine Relevanz für das Stromsystem haben. Sensible Wärmespeicher in Form von Pufferspeichern in Haushalten, Gewerbe oder Industrie und Fernwärmespeicher in Form von Fern- und Nahwärmenetzen spielen hingegen eine sehr große Rolle für das Stromerzeugungssystem, da sie mit eine der günstigsten Flexibilitätsoptionen für das Stromsystem darstellen:

- Auf der Verbrauchsseite sind Wärmespeicher über Power-to-Heat eine schnelle Flexibilitätsoption mit hohem technischem Potenzial.
- Auf der Erzeugungsseite können Wärmespeicher die Fahrweise von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen in der Art und Weise flexibilisieren, dass diese Einheiten sowohl zuverlässig Wärme liefern als auch flexibel auf Schwankungen im Stromsystem reagieren können. Dadurch kann die Must-run-Kapazität aus KWK-Anlagen reduziert werden, die einen Grund für negative Strompreise und Stromüberschüsse in der Stromversorgung darstellt (Götz, 2014).

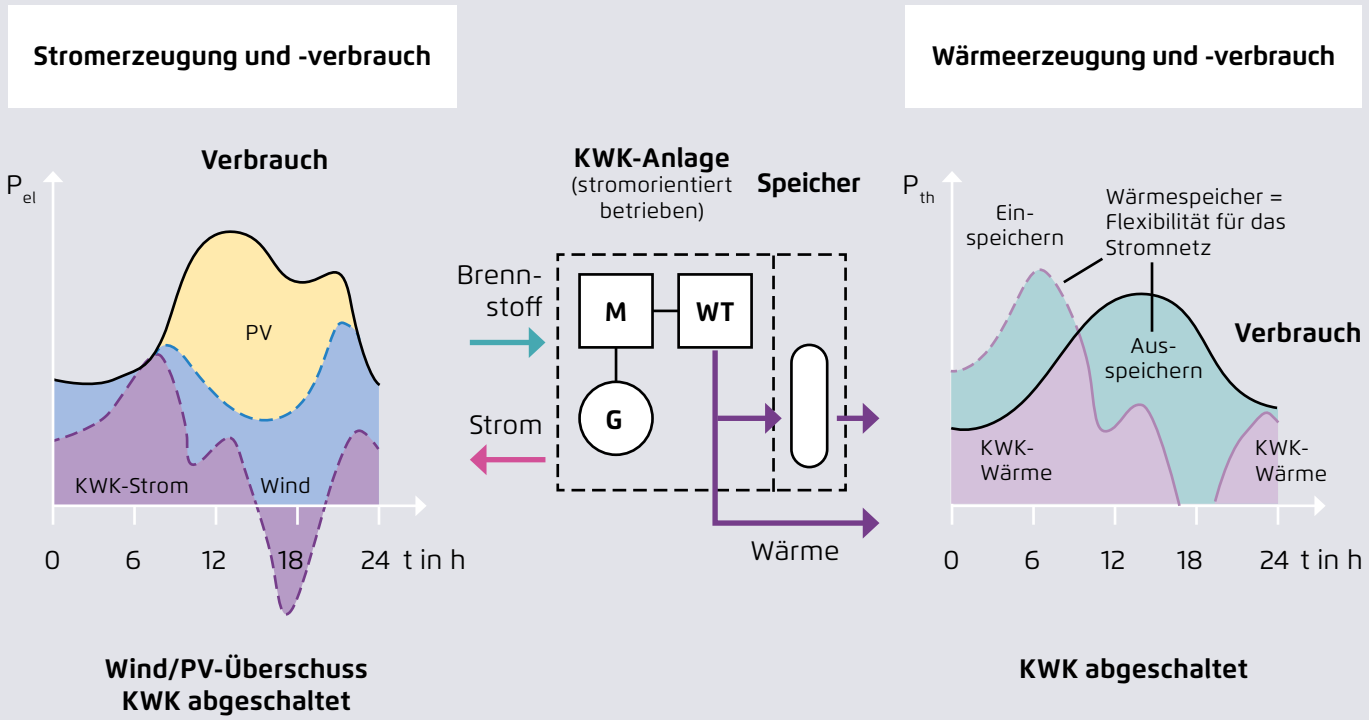
Auf die Rolle von Wärmespeichern in der Energiewende wird näher im folgenden Abschnitt 3.3.2 eingegangen. Die genauen technischen und wirtschaftlichen Parameter unterschiedlicher Energiespeicher sind in Steckbriefen dem Anhang zu entnehmen.

3.3.2 Bedeutung von Wärmespeichern im Stromsystem

Im Vergleich der Energiespeicher stellen die sensiblen Wärmespeicher mit die günstigsten Speicherkosten in Betrieb und Investition dar. Obwohl sie aufgrund der sehr hohen Wirkungsgradverluste nur sehr bedingt als Stromspeicher eingesetzt werden können, stellen sie als Flexibilitätsoption in Verbindung mit KWK-Anlagen und *Power-to-Heat* eine attraktive Ausweichmöglichkeit dar. Wärmespeicher können somit die Schwankungen im Stromsektor kostengünstig und mit vergleichsweise geringem Aufwand auf den Wärmesektor auslagern.

KWK-Anlagen werden meist wärmegeführt eingesetzt, das heißt, der Wärmebedarf gibt das Betriebsschema der Anlage vor und Strom bildet ein Nebenprodukt. Im Winter müssen diese Anlagen laufen, um den Wärmebedarf zu decken. Entsprechend werden diese Anlagen zu den *Must-run*-Kapazitäten gezählt. Diese Stromeinspeisung trifft immer öfter auf Zeiten, in denen das Angebot an fluktuierenden EE im Stromnetz sehr hoch ist. Die Folge ist, dass

Flexibilisierung der KWK durch Wärmespeicher im stromorientierten KWK-Betrieb Abbildung 3-6



Sterner, et al., 2014

Überschüsse entstehen und der Flexibilitätsbedarf des Systems steigt.

Eine Abhilfe ist die Umstellung des wärmegeführten Betriebs auf eine stromgeführte Fahrweise. Damit wird das Überschussproblem im Stromsektor zwar gemindert, der Nachteil dieser Fahrweise liegt aber darin, dass zu gewissen Zeiten Wärme erzeugt wird, wenn sie nicht gebraucht wird (Sommerfall) und Wärme fehlt, wenn sie benötigt wird (Winterfall).

Durch die Nutzung von Wärmespeichern können beide Fahrweisen zu einer stromorientieren Fahrweise vereint werden, um eine Flexibilisierung der KWK-Anlagen zu erreichen (Sterner, et al., 2014). Der Wärmespeicher nimmt die Wärme während des KWK-Betriebs auf und gibt sie zu Stillstandszeiten bei Wärmebedarf wieder ab (siehe Abbildung 3-6). In dieser stromorientierten Betriebsweise kann die KWK-Anlage nach dem Bedarf des Stromnetzes betrieben und der Wärmebedarf gedeckt werden. Die Dimensionierung des Wärmespeichers ist individuell abhängig von der KWK-Anlage, der Wärmenachfrage und der Stromerzeugung vor Ort.

Ebenso ist es möglich, den Betrieb von größeren KWK-Anlagen mit *Power-to-Heat* und Wärmespeichern zu kombinieren. *Power-to-Heat* in Form von Elektroheizungen und Elektrowärmepumpen erlaubt in Kombination mit Wärmespeichern ebenfalls die Auslagerung der Fluktuationen vom Stromsystem auf den Wärmesektor. Neben kleinen Anlagen zur Nutzung der vorhandenen Wärmespeicher in Haushalten und Gewerbe stellen Elektrowärmepumpen an Nah- und Fernwärmenetzen eine geeignete Form dieser Flexibilität mit großen Potenzial und geringen Kosten dar.

3.3.3 Stromspeicher vs. Stromnetze

Eine weitere wichtige Rollenaufteilung gibt es im Stromsystem zwischen Stromtransport und Stromspeichern. Der Einsatz von Stromspeichern wird oft argumentativ gegen

den Ausbau von Stromnetzen verwendet. Dabei ist wichtig zu verstehen, dass sie grundlegend unterschiedliche Funktionen erfüllen:

→ Stromnetze: **räumlicher Ausgleich** von Unterschieden in Erzeugung und Nachfrage

→ Stromspeicher: **zeitlicher Ausgleich** von Unterschieden in Erzeugung und Nachfrage

Die lokale Speicherung von Strom am Ort der Stromerzeugung oder des Stromverbrauchs kann zwar Netzengpässe mindern oder vermeiden; Stromspeicher ersetzen aber nicht den räumlichen Ausgleich. Inwiefern der Ausbau von Stromspeichern einen kosteneffizienten Beitrag zur Vermeidung von Verteilnetzausbau leisten kann, wird in dieser Studie in Kapitel 4 betrachtet.

Einzig ***Power-to-Gas*** spielt eine **Sonderrolle**: Durch die Speicherung von Strom in Form von Gas in der Gasinfrastruktur kann Strom nicht nur zeitlich verlagert, sondern auch über das Gasnetz transportiert und somit räumlich verlagert werden. Aufgrund der derzeit noch hohen Wirkungsgradverluste von *Power-to-Gas* als Stromspeicher in Höhe von 60 bis 70 Prozent kann *Power-to-Gas* den Energietransport über Stromnetze und den damit verbundenen notwendigen Stromnetzausbau nicht wirtschaftlich ersetzen, sondern maximal ergänzen. *Power-to-Gas* wird zunächst eine Rolle in anderen Sektoren wie dem Verkehr spielen und analog zur Elektromobilität einen zusätzlichen Stromverbraucher für das Stromsystem darstellen (Sterner, et al., 2014).

3.4 Annahmen zu Kosten von Speichern in der Zukunft

Für die Betrachtung der Systemgesamtkosten in den verschiedenen Szenarien in dieser Studie sind die Kosten der jeweils unterstellten Kombinationen des Speicherzubaus relevant. Zur Abschätzung der zukünftigen Investitionskosten der untersuchten Stromspeichertechnologien werden daher für Kurz- und Langzeitspeicher ausgehend von den heutigen Kosten Projektionen in die Zukunft auf Basis von verschiedenen Studien und Expertenschätzungen getroffen. Diese Prognose der möglichen Entwicklung ist ein wesentliches Kriterium in der Bewertung, ob Stromspeicher in Zukunft die Systemgesamtkosten reduzieren können oder nicht.

Da die Systemgesamtkosten für die gewählten Szenariojahre berechnet werden, werden die Kosten der Speicher als jährliche Kosten, das heißt als Annuitäten, berechnet. Diese Größe berücksichtigt die jeweilige Lebensdauer der einzelnen Speichertechnologien. Sie werden ferner zur vereinfachten Darstellung bezogen auf die installierte Leistung als spezifische Annuitäten ausgewiesen.

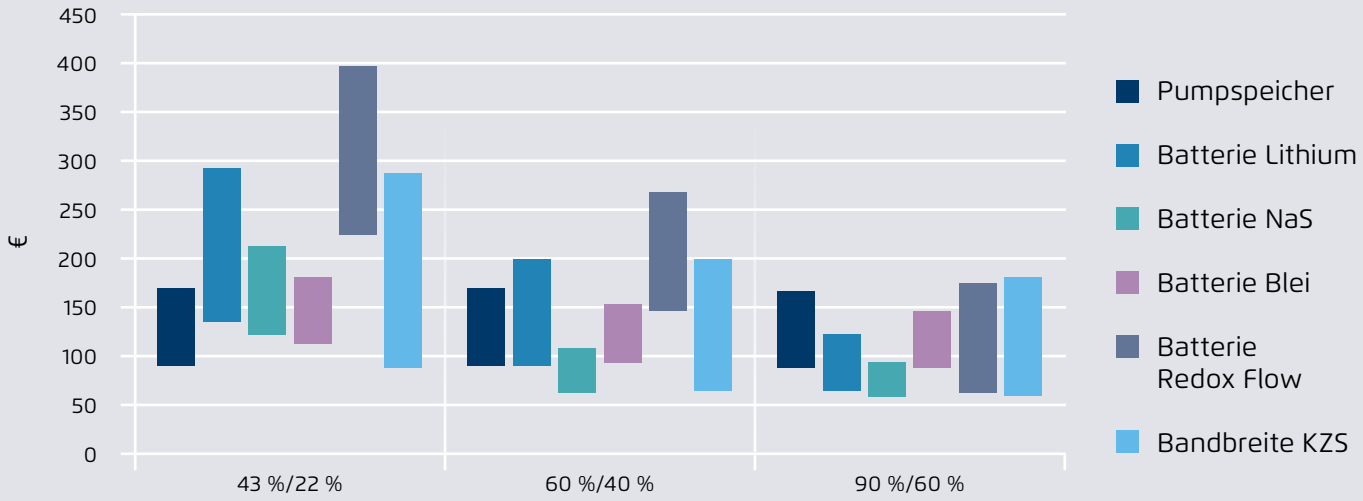
Im Folgenden wird der Weg der Herleitung dieser Prognose eingehend beschrieben. Die verwendeten technischen und ökonomischen Randparameter und Annahmen zu einzelnen Speichertechnologien sind im Anhang unter Abschnitt 8.12 aufgeführt.

Für die Analysen auf Ebene des Übertragungsnetzes wurden die beiden betrachteten Klassen an Speichern, Kurzzeitspeicher und Langzeitspeicher, technisch jeweils einheitlich definiert. Dabei wurde zum Beispiel für Kurzzeitspeicher ein festes Verhältnis von Speicherkapazität zu Speicherleistung angenommen. Dies ermöglicht die Berechnung einer Bandbreite an annuitätischen Kosten, welche die verschiedenen betrachteten Speichertechnologien abbildet. Die spezifischen Annuitäten sind in Abbildung 3-7 und Abbildung 3-8 dargestellt, welche die angenommenen Bandbreiten der ausgewählten Technologien für die drei untersuchten Szenarien auffächert. Die Szenarien selbst sind näher in Abschnitt 5.2 beschrieben.

Für die Analysen auf Ebene des Verteilnetzes wurde das Verhältnis von Speicherkapazität zu Speicherleistung nach dem jeweiligen Anwendungsfall optimiert, wobei die gleichen, im Anhang aufgeführten, Annahmen zur Bandbreite der zukünftigen Kosten verwendet wurden.

Bandbreite der Annahmen zu den Kosten der Kurzzeitspeicher — Abbildung 3-7

Annuitätische Kosten in EUR/kW/a, jeweils für ein Speichersystem mit 1 kW + 4 kWh



Eigene Darstellung

3.4.1 Annahmen zu Kurzzeitspeichern

Technische und ökonomische Parameter

Ausgangspunkt für die Berechnung der Annuitäten zu Stromspeichern auf Ebene des Übertragungsnetzes sind die für den jeweiligen Zeitraum angenommenen Bandbreiten der Kosten für die Anschaffung und den Unterhalt der Speichersysteme. Zusammen mit den Annahmen zur Abschreibungsdauer, dem Zinssatz und den Kosten für die Verluste der Energieumwandlung, welche auch den Wirkungsgrad umfasst, ergeben sich die in Abbildung 3.7 dargestellten annuitätischen Gesamtkosten.

Folgende Werte wurden dabei verwendet:

→ Investitionskosten: Summe aus Kosten für Leistung P und Energie E für einen Kurzzeitspeicher mit einer Ausspeicherdauer von 4 Stunden (E/P-Verhältnis = 4).

→ Zinssatz: 6–10 %
(einheitlich für alle Speichertechnologien)

→ jährliche Fixkosten: 2 % der Investitionskosten
(einheitlich für alle Speichertechnologien)

→ Abschreibungsdauer: Batterien:
Blei 8–10 a,
Li-Ion 12–20 a,
NaS und Redox Flow 12–15 a
Pumpspeicher: 40–80 a

→ Ausspeicherdauer: 4 Stunden
(auch Energie-zu-Leistungsverhältnis)

→ Stromspeicherwirkungsgrad: 65–90 %
(Einspeichern, Speichern, Ausspeichern)

Die weiteren technologiespezifischen Werte, die in die Berechnung der Bandbreiten in Abbildung 3-7 eingeflossen sind, befinden sich in tabellarischer Form im Abschnitt 8.2.1. Die in dieser Studie in den einzelnen Stichjahren verwendete untere Bandbreite der annuitätischen Kosten richtet sich dabei nach der unteren Bandbreite der jeweiligen günstigsten Technologie, die obere Bandbreite der

Wirkungsgradannahmen zu Kurzzeitspeichern Tabelle 3-1

Parameter Kurzzeitspeicher im Übertragungsnetz	2023	2033	90%
Einspeicherwirkungsgrad in Prozent	86,6	89,4	90,6
Ausspeicherwirkungsgrad in Prozent	86,6	89,4	90,6

Eigene Darstellung

annuitätischen Kosten nach der oberen Bandbreite der jeweils zweitteuersten Technologie.

Die Unterschiede in den Wirkungsgraden wurden dabei durch eine grobe Abschätzung der Kosten für zusätzlichen Stromverbrauch gegenüber einer Lithium-Ionen-Batterie, die jeweils den höchsten Wirkungsgrad hat, berücksichtigt (Bewertung anhand eines täglichen Zyklus und Stromkosten von circa fünf Cent pro Kilowattstunde).

Der in den Simulationsrechnungen auf Ebene des Übertragungsnetzes benutzte Wirkungsgrad für die Kurzzeitspeicher in den betrachteten Stichjahren ist in Tabelle 3-1 dargestellt.

Herleitung der Annahmen

Die Annahmen zu den Pumpspeichern (PSW) basieren auf den Kosten, die für aktuell geplante Projekte (zum Beispiel Atdorf) kommuniziert wurden, und auf aktuellen Kostenschätzungen der Industrie (Moser, et al., 2014). Es wird angenommen, dass die Technologie so weit ausgereift ist, dass auch auf lange Sicht keine signifikanten Kostensenkungen mehr eintreten werden. Die Kosten können dabei in konkreten Projekten abhängig von den gegebenen Voraussetzungen sowohl nach unten (zum Beispiel bei schon vorhandenen Speicherbecken) als auch nach oben (zum Beispiel an ungünstigeren Standorten) abweichen. Sie sind von Fall zu Fall so unterschiedlich wie die topografischen und geologischen Bedingungen des Gebiets, weshalb die Abbildung in Bandbreiten naheliegt. Im Vergleich mit anderen Technologien haben bei Pumpspeicherkraftwerken die Rahmenbedingungen des Standortes den größten Einfluss auf die Kosten.

Für die Ermittlung der Kostenannahmen für Batterietechnologien wurde einerseits von den heutigen Kosten für stationäre Batteriespeichersysteme ausgegangen, andererseits die technisch bedingten Grenzkosten der Komponenten in Betracht gezogen. Die Annahmen zur Kostensenkung für Speichersysteme basieren auf einer vorangegangenen Literatur- und Technologiestudie des ISEA (RWTH Aachen) zur erwarteten Kostenentwicklungen von Batteriezellen und Batteriesystemen im Automobilbereich.

Die prognostizierten Kostensenkungspotenziale werden dabei nicht unbedingt für alle Technologien realisiert werden können, da diese nur bei einer entsprechenden Größe des Absatzmarktes erreicht werden können. Aus dem gleichen Grund ist es auch gut möglich, dass nicht die Technologie mit den bei stationärem Einsatz geringsten theoretischen Grenzkosten zum Zuge kommt. Dieser Fall ergibt sich, wenn eine andere Technologie sich durch die Kostensenkungen aus dem Volumen anderer Absatzmärkte – vor allem dem Automobilmarkt – auch bei stationären Batteriesystemen im Stromsektor durchsetzen kann.

Bei Lithiumbatterien kann die Kostenentwicklung und Kostensenkung als relativ sicher angenommen werden, da diese voraussichtlich durch die Elektromobilität getrieben wird und relativ unabhängig von der Marktgröße für stationäre Batteriespeichersysteme ist. Eine separate Entwicklung für stationäre Anwendungen ist grundsätzlich

möglich und wird von mehreren Unternehmen verfolgt, da die Anforderungen für Batterien in Mobilitätsanwendungen in einigen Bereichen höher sind als für stationäre Anwendungen: Energie- und Leistungsdichte, Betriebstemperaturbereich und mechanische Belastungen. Allerdings ist der Elektromobilitätsmarkt potenziell so groß, dass hier durch *Economy-of-Scale*-Effekte trotz höherer Anforderungen wahrscheinlich günstigere Preise erzielt werden können, als dies für spezielle Produktlinien für den stationären Bereich möglich ist.

Eine differenzierte Abbildung aller Technologien der Kurzzeitspeicher in den Systemsimulationen ist im Rahmen dieser Studie nicht möglich. Die Speichertechnologien haben unterschiedliche leistungsbezogene und kapazitätsbezogene Kosten. So sind Kapazitätskosten bei Batterien relativ hoch und bei Pumpspeichern niedrig, die Leistungskosten verhalten sich genau umgekehrt. Bei einem Verhältnis von Kapazität zu Leistung von E/P = 4 sind die Kostenunterschiede verschiedener Technologien relativ gering, sodass die Vereinfachung zu einer Speicherklasse aufgrund der etwa gleichen Annuitäten und Wirkungsgrade möglich ist. Zudem ist eine Ausspeicherdauer von vier Stunden ein typisches E/P-Verhältnis für viele Anwendungen im Bereich des Erzeugungsausgleichs und wurde daher als maßgeblich für die Kurzzeitspeicherklasse gewählt, die per Definition den Bereich von 0 bis 24 Uhr umfasst (siehe Abschnitt 3.1). Aus diesem Grund wurde eine Klasse für Kurzzeitspeicher generiert, die ihre Charakteristika möglichst gut abbildet.

3.4.2 Annahmen zu Langzeitspeichern

Technische und ökonomische Parameter

Für die Langzeitspeicher wurde zur Bildung der spezifischen Annuitäten in Euro pro Kilowatt und Jahr dieselbe Methodik verwendet wie für Kurzzeitspeicher. Ebenfalls wurden die verwendeten ökonomischen Parameter gleichgesetzt.

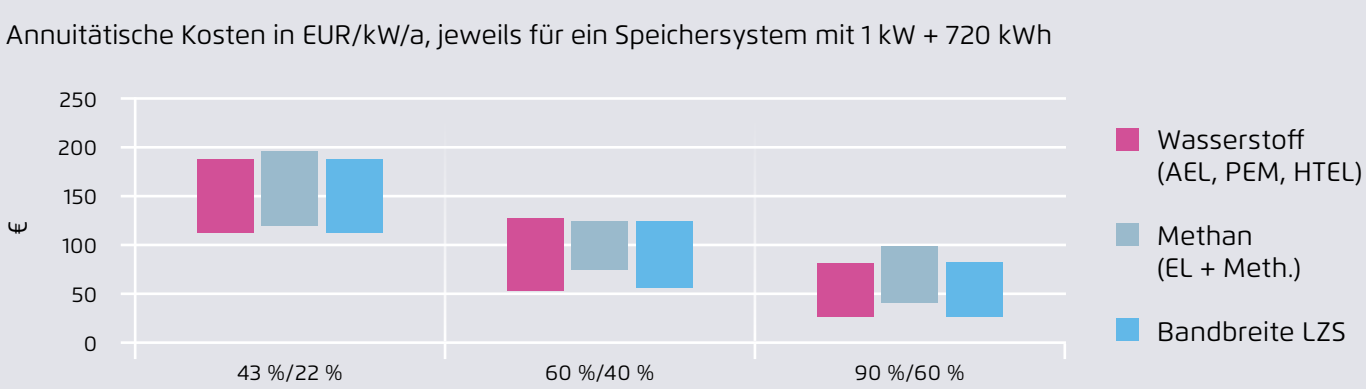
- Investitionskosten: Summe aus Kosten für Leistung P und Energie E für einen Kurzzeitspeicher mit einer Ausspeicherdauer von 720 Stunden (E/P-Verhältnis = 720).
- Zinssatz: 6–10 % (einheitlich für alle Speichertechnologien)
- jährliche Fixkosten: 2 % der Investitionskosten (einheitlich für alle Speichertechnologien)
- Abschreibungsdauer: 15–20 a
- Ausspeicherdauer: 700–1.000 Stunden (Stützjahr 2023)
  1000–1.200 Stunden (Stützjahr 2033)
  1500–2.000 Stunden (90 %/60 %-Szenario)
- Stromspeicherwirkungsgrad: 36–50 % (Einspeichern, Speichern, Ausspeichern)

Im Gegensatz zur Speicherklasse der Kurzzeitspeicher ist die Ausspeicherdauer der Langzeitspeicher in den Simulationen als Bandbreite abgebildet, um die verschiedenen Zeitspannen der Langzeitspeicherung adäquat abzubilden.

Die weiteren angenommenen Parameter sind in einer Tabelle im Abschnitt 8.2.2 festgehalten.

Tabelle 3-2 stellt die angenommen Wirkungsgrade zur Ein- und Ausspeicherung der Langzeitspeicher auf Ebene des Übertragungsnetzes dar. Diese Werte orientieren sich für den Einspeicherwirkungsgrad an der durchgeführten Marktanalyse und Expertenbefragungen zu *Power-to-Gas* (siehe Kapitel 7.2). Als Ausspeicherwirkungsgrad dienen die technologischen Parameter GuD-Kraftwerke, die heute bei Spitzenwerten von 62 Prozent liegen und in den nächsten Jahrzehnten der Stützjahre als weiter steigend angenommen werden.

Bandbreite der Annahmen zu den Kosten der Langzeitspeicher — Abbildung 3-8



Eigene Darstellung

Herleitung der Annahmen

Anders als bei Kurzzeitspeichern beschränkt sich die Bildung einer Speicherklasse bei Langzeitspeichern auf die Bandbreite zweier Technologien: der Wasserstoff- und Methanherstellung aus Strom über *Power-to-Gas*.

Des Weiteren sind die kapazitätsbezogenen Kosten für die Langzeitspeicherung im Vergleich zu den Kurzzeitspeichern äußerst gering: Da sehr große unterirdische Poren- und Kavernenspeicher benutzt werden können, kostet die Speicherung von chemischen Energieträgern wie Wasserstoff oder Methan nur etwa 0,1 bis 0,6 Euro pro Kilowattstunde.

Umgekehrt verhält es sich wiederum mit den leistungsbezogenen Kosten: Hier fallen für die Einspeichertechnologie *Power-to-Gas* heutige Kosten von 1.000 bis 4.000 Euro pro Kilowattstunde an. Für die Langzeitspeicherung sind jedoch hohe Ein- und Ausspeicherdauern gefordert, weshalb sich die Technologien mit geringen kapazitätsbezogenen Kosten wie Gasspeicher anbieten.

Die Kostenbandbreiten für *Power-to-Gas*-Anlagen basieren auf einer Marktanalyse des FENES (OTH Regensburg) und Angaben von Komponentenherstellern. Hierbei richtet sich der maximale Wert an den Kosten für *Power-to-Gas* Methan und der Minimalwert an *Power-to-Gas* mit reiner Wasserstofferzeugung über die günstigste Form der Wasserelektrolyse, der atmosphärischen alkalischen Elektrolyse.

Diese große Bandbreite wird gewählt, um weitgehend alle möglichen Entwicklungen zu erfassen, da aus heutiger Sicht nur schwer abzuschätzen ist, wie genau sich die

Wirkungsgradannahmen zu Langzeitspeichern — Tabelle 3-2

Parameter Langzeitspeicher im Übertragungsnetz	2023	2033	90%
Einspeicherwirkungsgrad in Prozent	60	70	78
Ausspeicherwirkungsgrad in Prozent	60	62	64

Eigene Darstellung

deutsche Energieinfrastruktur entwickeln und welcher Energieträger beziehungsweise welcher Nutzungspfad sich für die *Power-to-Gas*-Technologie in Zukunft durchsetzen wird.

In den spezifischen Annuitäten und technischen Parametern wurden nur die Speicherkomponenten Einspeicherung (*Power-to-Gas* – Elektrolyse und gegebenenfalls Methanisierung) und Speicherung (Gaskavernen und Porenspeicher) abgebildet. Die Ausspeicherung wird über Gaskraftwerke angesetzt, welche technisch wie ökonomisch im Kraftwerkspark hinterlegt sind und an der Stelle in den Simulationen abgebildet werden.

Die technischen Parameter wie die Wirkungsgrade der Einspeicherung liegen heute in einer Bandbreite von 49 bis 64 Prozent und 77 bis 84 Prozent im 90 Prozent/60 Prozent-Szenario. Die Speicherverluste selbst sind bei Gasspeichern und im Gastransport im Vergleich zu Stromspeichern und Stromtransport vernachlässigbar, weshalb sie mit 0 Prozent angesetzt werden. Die Ausspeicherwirkungsgrade ergeben sich aus dem Kraftwerkspark über GuD-Kraftwerke und wurden in der Bandbreite von 60 bis 64 Prozent abgebildet (siehe Tabelle 3-2). Damit ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad für *Power-to-Gas* als Stromspeicher von 29 bis 38 Prozent (Stand heute) bis 49 bis 54 Prozent (90/60-Szenario).

Mit einer Speicherkapazität von 230 Terawattstunden könnte die Gasinfrastruktur bereits heute bei einer beispielhaften elektrischen Einspeicherleistung von 50 Gigawatt und einem Einspeicherwirkungsgrad von 60 Prozent für circa 7.700 Stunden fast ein Jahr durchgängig beladen werden. Umgekehrt hätte der Speicher eine Ausspeicherdauer (Reichweite) von 2.710 Stunden oder 115 Tagen beziehungsweise fast vier Monaten, bei derselben elektrischen Leistung von 50 Gigawatt über eine Rückverstromung per GuD-Kraftwerk mit 60 Prozent Wirkungsgrad. Diese Beispielrechnung veranschaulicht die immense Speicherkapazität der Gasinfrastruktur.

Das Verhältnis zwischen Energie und Leistung spielt damit aufgrund der sehr geringen Kosten für Speicherkapazität für Langzeitspeicher keine entscheidende Rolle in den Kosten und wird daher in den verschiedenen Stützjahren in einer realistischen Bandbreite variiert und für die Annuitäten verwendet (siehe Abbildung 3-8).

3.5 Fazit

In diesem Kapitel sind Speicher in Stromspeicher und Energiespeicher beschrieben und in Kurz- und Langzeitspeicher klassifiziert worden. Darüber hinaus wurden Speicher im Kontext der Stromerzeugung und alternativen Flexibilitätsoptionen eingehend diskutiert. Abschließend sind die grundlegenden Annahmen zu Kurz- und Langzeitspeichern im Stromsystem für diese Studie dargelegt und begründet worden.

Es ist für eine sinnvolle Diskussion von Speichern im Energiesystem von grundlegender Bedeutung, in Stromspeicher, Wärmespeicher, Kraftstoffspeicher und Gasspeicher zu unterscheiden. Alle sind Energiespeicher, die in unterschiedlichen Sektoren benötigt werden. Die sektoralen Energiespeicher wie Stromspeicher sind rein einem Sektor zugeordnet. Die sektorenübergreifenden Energiespeichertechnologien wie *Power-to-Gas* oder *Power-to-Heat* sowie Batterien in der Elektromobilität verbinden verschiedene Energiesektoren miteinander.

Eine Einführung der neuen Komponente „Stromspeicher" beziehungsweise „Energiespeicher" neben den bekannten Komponenten „Erzeugung", „Netze" (Transport) und „Verbrauch" scheint in der Diskussion der Energiewende im Verkehrssektor daher angebracht.

Das bisherige Stromerzeugungssystem basiert zu über 80 Prozent weitgehend auf gespeicherten chemischen Energieträgern wie Kohle, Gas oder Brennelementen. Daher gab es stets einen Bedarf an Energiespeichern wie Kohlehalden oder Gasspeicher.

Die Einspeisung Erneuerbarer Energien führt nicht unmittelbar zu einem weiteren Speicherbedarf. Vielmehr entsteht ein Bedarf an Flexibilität, um mit dem Ausgleich an Erzeugung und Nachfrage umzugehen. Hier kann auf

eine langjährige Erfahrung im Umgang mit Schwankungen auf der Nachfrageseite zurückgegriffen werden wie dem Lastmanagement oder dem Einsatz von stromgespeisten Wärmespeichern. Der Stromspeicherbedarf selbst ergibt sich nach Abwägung von technisch und ökonomisch vorteilhafteren Flexibilitätsoptionen.

Neben Speichern gibt es zahlreiche weitere Flexibilitätsoptionen wie zum Beispiel flexible KWK und Lastmanagement, die vor allem in Konkurrenz zu Kurzzeitspeichern stehen. Eine Konkurrenz zwischen Stromnetzen und Stromspeichern ist weitgehend ausgeschlossen, da erstere für den räumlichen Ausgleich von Unterschieden in Erzeugung und Verbrauch sorgen; letztere für den zeitlichen Ausgleich. Besonders im europäischen Kontext können über die Kuppelleitungen auch Flexibilitäten außerhalb Deutschlands zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs beitragen.

Eine wesentliche Flexibilität in Deutschland kann über die Kopplung von Strom- und Wärmesektor in Form von Wärmespeichern für relativ geringe Kosten erschlossen werden. Wärmespeicher ermöglichen einerseits eine stromorientierte Betriebsweise von KWK-Anlagen, flexibilisieren diese Art der Erzeugung und reduzieren damit den Anteil an *Must-run*-Einheiten, die im Zusammenspiel mit fluktuierenden EE-Einspeisungen zu Überschüssen und negativen Strompreisen in der Stromversorgung führen. Andererseits können über *Power-to-Heat* Schwankungen mit hohen Gradienten aus dem Stromsektor in den Wärmesektor unter Nutzung von Wärmespeichern und Wärmenetzen abgefedert werden. Beide Anwendungen sind kostengünstig, technisch einfach realisierbar und unterstreichen die wichtige Rolle von Wärmespeichern in der Energiewende.

Kurzzeitspeicher haben hohe Wirkungsgrade als Stromspeicher, hohe Kapazitätskosten, geringe Leistungskosten und geringe Ausspeicherdauern unter 24 Stunden. Langzeitspeicher weisen als Stromspeicher geringe Wirkungsgrade, geringe Kapazitätskosten, hohe Leistungskosten und hohe Ausspeicherdauern von mehreren Monaten auf. In der Studie werden beide Kategorien als Klassen mit typischen Kosten und Parametern wie Ausspeicherdauern von 4 Stunden (Kurzzeitspeicher) und 720 Stunden, also einem Monat (Langzeitspeicher) abgebildet.

4 Bedarf an Stromspeichern im Verteilnetz

In diesem Studienteil wird untersucht, ob eine Investition in Speicher für Verteilnetzbetreiber zukünftig eine mögliche kosteneffiziente Alternative zum konventionellen Netzausbau darstellen kann. Aufgrund der typischen Anlagengrößen wird im Folgenden ausschließlich der Einsatz von Batteriespeichern im Verteilnetz angenommen. Dabei beruht das Einsatzschema der Batteriespeicher auf dem Glättungseffekt selten auftretender Belastungsspitzen der Verteilnetzbetriebsmittel. Durch den Zubautrend der letzten Jahre werden diese zunehmend durch Einspeisespitzen von EE-Anlagen verursacht. Die durch den Einsatz der Batterien durchgeführte Verstetigung der Netzbelastung wird im Folgenden als netzdienlicher Einsatz bezeichnet.

Basierend auf den in Abschnitt 5.2 dargestellten Szenarien für die Jahre 2023 und 2033 soll quantitativ abgeschätzt werden, welcher Zubau von Speicherkapazität voraussichtlich bis 2023 beziehungsweise 2033 insgesamt zur Vermeidung von Engpässen in den Verteilnetzen zur Minimierung der Netzausbaukosten erforderlich ist. Darüber hinaus wird qualitativ abgeleitet, ob ein netzdienlicher Einsatz von Batteriespeichern der Verteilnetznutzer (zum Beispiel Hausspeicher) einen Beitrag zur Vermeidung oder Verzögerung von Verteilnetzausbau leisten kann. Die Untersuchungen beschränken sich auf Netze der Niederspannungs- (NS) und Mittelspannungsebene (MS), da vorherige Untersuchungen gezeigt haben, dass in den überlagerten Spannungsebenen die notwendigen Kapazitäten der Batteriespeicher und die damit verbundenen Investitionskosten in keinem Verhältnis zu den Investitionskosten in neue Netzinfrastruktur stehen.

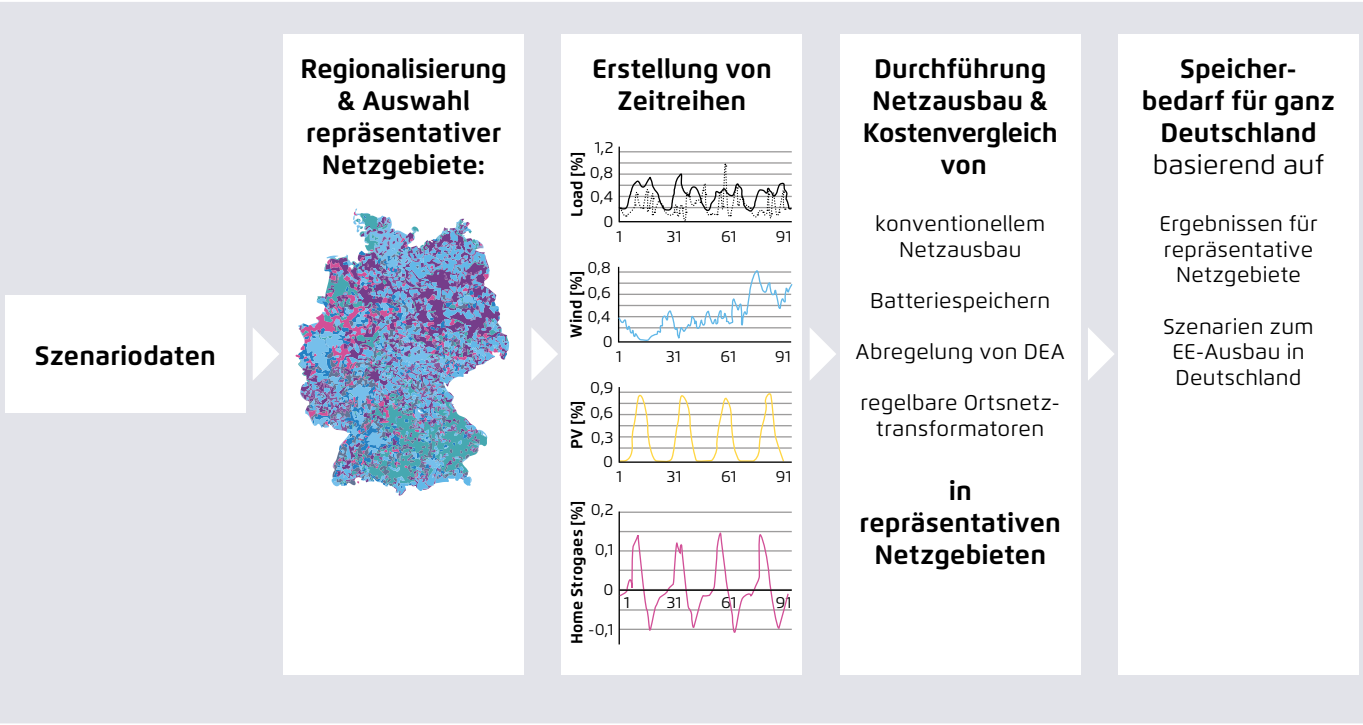
4.1 Methodik

4.1.1 Netzausbauberechnungen im Verteilnetz

Unter Berücksichtigung der Annahmen zum Ausbau von Windenergie und Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) sowie der Entwicklung der Batteriespeicherpreise wird der Netzausbaubedarf in den deutschen Verteilnetzen untersucht und werden mögliche Einsparpotenziale durch den Einsatz von Batteriespeichern ermittelt. Da aufgrund der hohen Anzahl von Nieder- und Mittelspannungsnetzen der Ausbaubedarf nur für eine Auswahl an Verteilnetzen berechnet werden kann, müssen geeignete repräsentative Netze ausgewählt werden. Dazu werden die bundesweiten Zubauprognosen über ein Regionalisierungsverfahren auf alle Gemeinden in Deutschland verteilt, welches auch in der *dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 (Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien*, (Rehtanz, 2014)) der Deutschen Energie-Agentur (dena) Verwendung findet. Jede Gemeinde erhält somit eine Zubauprognose für die verschiedenen regenerativen Erzeugungsanlagen (vornehmlich PV-Anlagen) und WEA (Windenergieanlagen). Da im Rahmen dieser Studie nur eine begrenzte Anzahl von Untersuchungen durchgeführt werden kann, werden für die nach (Moser, 2014) ermittelten vorherrschenden Versorgungsaufgaben repräsentative Untersuchungsregionen ausgewählt. Aus diesen Untersuchungsregionen werden je zwei Nieder- und Mittelspannungsnetze für die folgenden Analysen verwendet.

Mithilfe der in (Gwisdorf, et al., 2011) beschriebenen und in der *dena-Verteilnetzstudie* (dena, 2012) angewandten Grenzkurvenanalyse wird die vorhandene Kapazität für den weiteren Zubau von dezentralen EE-Anlagen (Energieerzeugungsanlagen) in den ausgewählten Netzen bestimmt. Der konventionelle Netzausbau, also die Verstärkung von Leitungen und Transformatoren, kann auf Basis einer statischen Analyse bereits abgeleitet werden. Für die Dimensionierung der Leistung und Kapazität von Batteriespeichern ist jedoch eine Betrachtung von Zeitreihen erforderlich, da bei der ausschließlichen Betrachtung von Extremszenarien keine Aussagen zu der notwendigen Speicherkapazität möglich sind. Die Zeitreihen für die Einspeisungen von WEA und PV-Anlagen werden aus regional erfassten Wetterdaten der betrachteten Gemeinden abgeleitet. Die Lastzeitreihen ergeben sich aus einer probabilistischen Modellierung von erfassten *Smart-Meter*-Messwerten, die an (Kayer, et al., 2012) angelehnt ist.

Ablauf bei der Bestimmung des Netzausbaubedarfs in der NS-Ebene und MS-Ebene — Abbildung 4-1



Eigene Darstellung

Aus den vorliegenden Zeitreihen ergeben sich die residual auftretenden Belastungszeitreihen in den untersuchten Netzgebieten. Kommt es in einzelnen Zeitschritten dieser Zeitreihen entweder zu Verletzungen von Spannungs- oder Belastungskriterien der Betriebsmittel, wird je nach Szenario entweder das Netz ausgebaut, ein Batteriespeicher installiert und passend dimensioniert oder eine Kombination der Maßnahmen vorgenommen.
Abschließend wird der Speicherbedarf in den angenommenen Szenarien für ganz Deutschland auf Basis der Berechnungen abgeleitet. Mit dem Verhältnis zwischen dem berechneten Anteil der betrachteten Netze und allen Netzen in Deutschland wird das Ergebnis der Netzberechnung auf Deutschland skaliert. Dieser Schritt dient ausschließlich einer Abschätzung zu den erforderlichen Aufwendungen und Potenzialen in den Verteilnetzen und kann nur als ungefährer Richtwert bewertet werden. In der Abbildung 4-1 ist eine zusammenfassende Übersicht zu den verschiedenen Analyseschritten dargestellt.

4.1.2 Hochrechnung der Netzgebiete auf bundesdeutsche Ebene und Kostenbewertung

Die detaillierten Ergebnisse für die NS- und MS-Analyse ergeben sich aus der Betrachtung von jeweils zwei ausgewählten Netzgebieten in der NS- und MS-Ebene. Für eine Aussagefähigkeit auf bundesdeutscher Ebene ist daher eine Hochrechnung der Teilergebnisse für jedes Szenariojahr und Szenario notwendig.

Die Hochrechnung der Ergebnisse erfolgt für alle Betrachtungen über den Anteil der installierten EE-Leistung in den Netzgebieten im Verhältnis zur bundesweiten Prognose. Der Skalierungsfaktor für jede Untersuchungsregion (UR) ergibt sich als:

$$S_{UR} = \frac{Zubauprognose_WEA_{BRD} + Zubauprognose_PVA_{BRD}}{Zubauprognose_WEA_{UR} + Zubauprognose_PVA_{UR}}$$

Annahmen für die Annuitätenberechnung in der NS-/MS -Betrachtung Tabelle 4-1

	Annahme
Lebensdauer Batteriespeicher	15 Jahre
Lebensdauer Netzbetriebsmittel	30 Jahre
Zinssatz	10%

Eigene Darstellung

Basierend auf den im Anhang beschriebenen Investitionskosten für konventionelle Betriebsmittel (Abschnitt 8.2.4) und den Bandbreiten der zukünftigen Kosten der Batteriespeicher (Abschnitt 8.2.1), werden die annuitätischen Kosten mit den in Tabelle 4-1 angegebenen Rahmenbedingungen berechnet. Diese annuitätischen Kosten stellen die Kosten dar, die erforderlich sind, um das Netz unter Einhaltung aller technischen Rahmenbedingungen für die analysierte Versorgungsaufgabe zu ertüchtigen. Für alle Szenarien und Betrachtungsjahre (2023 und 2033) erfolgt ein diskreter Zubau der prognostizierten EE-Leistung. Längerfristige Effekte werden aufgrund der sich stark ändernden Versorgungsaufgaben zwischen den Betrachtungsjahren nicht berücksichtigt. Weiterhin erfolgt keine Beachtung von weiteren Kosten, beispielsweise für Netzverluste oder Betrieb des Netzes.

4.2 Szenarien und Annahmen zum Verteilnetzausbau

Der konventionelle Verteilnetzplanungsprozess wird nach (dena, 2012) für zwei Auslegungsszenarien durchgeführt. Zum einen wird der, vor allem in der Vergangenheit relevante, Lastfall betrachtet, bei dem eine maximale Lastleistung im betrachteten Netzbereich angenommen wird. Für diesen *Lastfall* wird gleichzeitig angenommen, dass EE-Anlagen keine Leistung bereitstellen. Für den seit einiger Zeit zunehmend relevanten *Rückspeisefall* wird dagegen eine maximale Einspeisung aus EE-Anlagen bei nur geringer Last angenommen. Die angenommene Schwachlast wird in den Planungsgrundsätzen der VNB definiert. Hier wird dazu die maximale Lastleistung aus dem ersten relevanten Auslegungsfall auf 10 Prozent skaliert (dena, 2012). Die Auslegungsfälle stellen eine Extremwertbetrachtung dar und beinhalten damit alle betrieblich relevanten Ausnutzungsszenarien in dem betrachteten Netzabschnitt.

4.2.1 Netzausbaubedarf in Niederspannungs- und Mittelspannungsebene

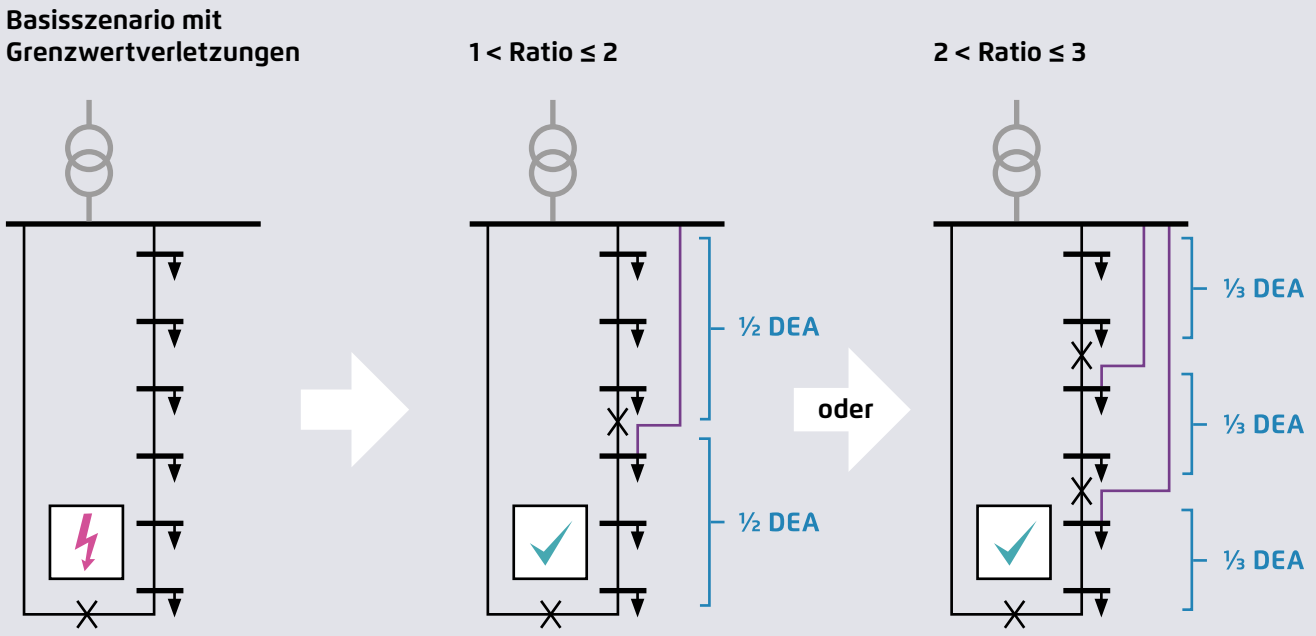
Ein Netzausbaubedarf ergibt sich im Rahmen der konventionellen Netzplanung durch eine Verletzung der zulässigen Betriebsgrenzen in den Auslegungsszenarien. Dabei wird zwischen einer thermischen Überlastung der Betriebsmittel (Leitungen und Transformatoren) und der Verletzung des zulässigen Spannungsbandes unterschieden. In Tabelle 4-2 sind die zulässigen Betriebsgrenzen für die Szenarien dargestellt. Die unterschiedlichen Belastungsgrenzen für die Verteilnetzspannungsebenen ergeben sich aus den unterschiedlichen Ansprüchen an die Versorgungszuverlässigkeit für die einzelnen Netznutzer. In der Mittelspannungsebene ist eine (n-1)-sichere Versorgung der Verbraucher Planungsgrundsatz. Das bedeutet, dass ein Betriebsmittel in der Netzebene ausfallen kann, ohne die Versorgung der Lasten zu beeinträchtigen. Da Netzbetriebsmittel für einen kurzen Zeitraum für einen geringen Betrag überlastet werden können, wird im Planungsprozess eine Betriebsmittelbelastung von 60 Prozent der Nennleistung im *Lastfall* toleriert. Wird dieser Grenzwert überschritten, sind Netzausbaumaßnahmen erforderlich. Diese Versorgungssicherheit wird für EE-Anlagen in die Mittelspannungsebene (MS-Ebene) nicht zugesichert. Daher wird im Rahmen der Studie für den *Rückspeise-*

Betriebsgrenzen für den konventionellen Netzplanungsprozess Tabelle 4-2

Szenario	**Konventionell, Batteriespeicher, Abregelung**		**Regelbare Ortsnetzstation (RONS)**
Spannungsebene	NS-Ebene	MS-Ebene	NS-Ebene
Leitungsbelastung (Lastfall)	100%	60%	100%
Leitungsbelastung (Rückspeisefall)	100%	*100%*	*100%*

Eigene Darstellung

Standardisierte Vorgehensweise für den Verteilnetzausbau in der NS- und MS-Ebene Abbildung 4-2

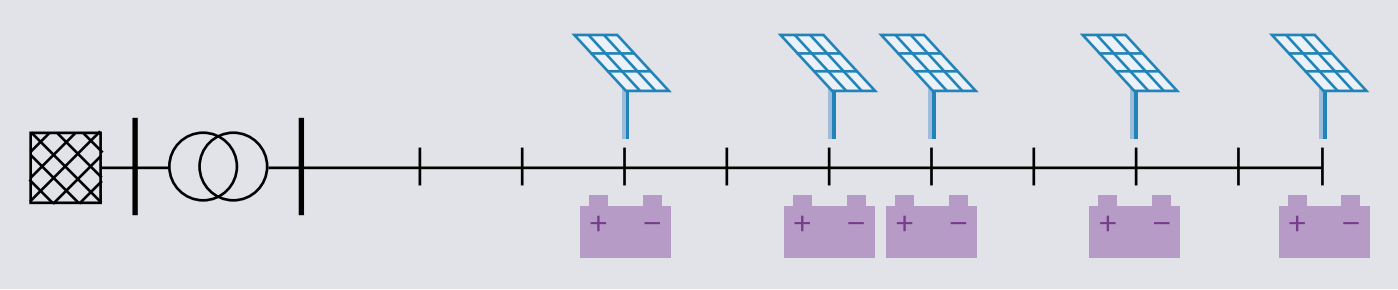


Eigene Darstellung

fall aller Szenarien eine zulässige Betriebsmittelbelastung von 100 Prozent angenommen. In der NS-Ebene wird eine (n-1)-sichere Versorgung weder für EE-Anlagen noch für Verbraucher zugesichert. Daher wird auch für den *Lastfall* in der NS-Ebene eine Betriebsmittelbelastung von 100 Prozent toleriert.

Als weiteres auslegungsrelevantes Kriterium gilt die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes. Die Norm EN 50160 (DIN, 2010) legt fest, dass die Spannung beim Endkunden nur um plus/minus zehn Prozent von der Nennspannung abweichen darf. Da bislang nahezu ausschließlich nicht automatisch stufbare Ortsnetztrans-

Standort der Batteriespeicher in den betrachteten Szenarien Abbildung 4-3



Eigene Darstellung

formatoren die MS-Ebene mit der NS-Ebene verbinden, müssen die plus/minus zehn Prozent auf die beiden Spannungsebenen aufgeteilt werden. Bei den hier durchgeführten Analysen wird das Spannungsband in Anlehnung an (dena, 2012) aufgeteilt. Somit ergeben sich plus/minus vier Prozent zulässige Spannungsschwankungen in der MS-Ebene, plus/minus zwei Prozent in der Umspannebene (MS/NS) und plus/minus vier Prozent in der NS-Ebene. Durch die entkoppelte Berechnung der Netzebenen im Planungsprozess ergibt sich somit sowohl in der NS- als auch MS-Ebene ein zulässiges Intervall der Spannung von:

$$0{,}96 \cdot U_N \leq U \leq 1{,}04 \cdot U_N$$

Abhängigkeiten und gegenseitige Beeinflussungen der Spannungsebenen werden im Allgemeinen vernachlässigt und auch hier nicht weiter betrachtet.

Wird eine regelbare Ortsnetzstation (RONS) mit erweiterten und automatischen Stufungsmöglichkeiten in der MS/NS-Umspannebene eingesetzt, erweitert sich das verfügbare Spannungsband für die NS-Ebene in der Netzplanung auf plus/minus zehn Prozent, da die Spannung in der NS-Ebene nun von der MS-Ebene entkoppelt betrachtet werden kann:

$$0{,}90 \cdot U_N \leq U \leq 1{,}10 \cdot U_N$$

Für die Netzausbaubedarfsermittlung im Rahmen der Studie wird zusätzlich das sogenannte Drei-Prozent-Kriterium nach (VDE (Hrsg.)) für die NS-Ebene und das Zwei-Prozent-Kriterium nach (BdEW e.V. (Hrsg.), 2008) für die MS-Ebene herangezogen. Beide Richtlinien gelten aus Abschätzung der Verteilnetzbetreiber für eine Zulassung des EE-Netzanschlusses in einem Netzgebiet. So wird im Planungsprozess der Rückspeisefall mit den im Planungszeitschritt zugebauten Anlagen berechnet und in Relation zur Netzsituation ohne EE-Anlagen gesetzt. Wird die Spannung an allen Netzknoten durch alle Neuanlagen um weniger als drei Prozent (NS), respektive zwei Prozent (MS) angehoben, ist ein Netzanschluss der EE-Anlagen ohne Netzausbaumaßnahmen möglich. Wird der zulässige Spannungshub überschritten, muss das Netz entsprechend der Planungsgrundsätze ausgebaut werden. Auch wenn diese technischen Richtlinien in der Praxis nicht strikt umgesetzt werden, finden sie in der Bewertung im Rahmen dieser Studie Berücksichtigung.

4.2.2 Standardisierter Netzausbau bei Verletzung der Betriebsgrenzen

Wird nach den vorangegangen beschriebenen Kriterien ein Netzausbaubedarf ermittelt, so erfolgt für die betroffenen Netzbereiche ein Netzausbau mit standardisierter Vorgehensweise zur Behebung der ermittelten Netzengpässe. Das standardisierte Netzausbauverfahren ist in Abbildung 4-2 schematisch dargestellt.

Überschreitet der prognostizierte Zubauwert für EE-Anlagen die Tragfähigkeit eines Stranges um einen Faktor 1-2 (Abbildung 4-2 Mitte), wird der bestehende Strang auf der halben Länge aufgetrennt und die entsprechenden Lasten sowie EE-Anlagen werden gleichmäßig auf die neuen

Übersicht zu den analysierten Szenarien im Verteilnetz — Abbildung 4-4

Konventioneller Netzausbau	Abregelung von DEA	Netzorientierter Batteriespeichereinsatz
konventionell 1 Netzausbau wird mit konventionellen Betriebsmitteln durchgeführt	**Abregelung** 4 WEA werden auf 90 %[1], PVA auf 70 %[1] abgeregelt; mit konventionellem Netzausbau	**100 % Ersatz d. Speicher** 6 Batteriespeicher werden so dimensioniert, dass kein konventioneller Leitungsausbau erforderlich ist
RONS (nur NS) (regelbare Ortsnetzstation) 2 RONS werden eingesetzt, um Spannungsbandverletzungen zu beheben	**Basisszenario (nur MS)** 5 WEA werden auf 90 %[1], PVA auf ca. 85 %[1,2] abgeregelt; konventioneller Netzausbau	**kombinierter Speichereinsatz** 7 In Kombination mit konventionellem Netzausbau werden Batteriespeicher in das Netz integriert
Anpassung TR (technische Richtlinien) 3 Verzicht auf das 3-%-, 2-%-Kriterium		

[1] bezogen auf die installierte Leistung

[2] NS-PVA 70 %, MS-PVA 100 %

Eigene Darstellung

Stränge aufgeteilt. Für einen höheren EE-Zubau bedeutet dies allgemein, dass bei einer Überschreitung der Tragfähigkeit durch die zugebaute Kapazität um einen Faktor , EE-Anlagen und Lasten im Verhältnis 1/m aufgeteilt und zusätzliche Stränge erzeugt werden. Diese zusätzlichen Stränge werden im fortlaufenden Planungsprozess als Bestandsnetz betrachtet.

In den Szenarien, in denen Batteriespeicher zur Verringerung des konventionellen Netzausbaus eingesetzt werden, sind für diese erzeugungsnahe Standorte im Netz angenommen. Wie in Abbildung 4-3 dargestellt, werden daher die Netzbelastung und die Aufweitung des Spannungsbandes direkt durch die eingesetzten Batteriespeicher beeinflusst und damit auftretende Netzengpässe direkt reduziert.

4.2.3 Szenarien

Für eine umfassende Bewertung des Potenzials von Batteriespeichern im Verteilnetz werden insgesamt sieben Szenarien analysiert, wie in Abbildung 4-4 dargestellt ist. Die getroffenen Entscheidungen für die Rahmenbedingungen beim Netzausbau haben einen signifikanten Einfluss auf das Ergebnis. Daher werden in diesen Szenarien Variationen beim konventionellen Netzausbau, bei der Abregelung von EE-Anlagen und beim netzorientierten Speichereinsatz betrachtet. Im Folgenden werden diese Szenarien näher erläutert.

Im Szenario 1 *Konventionell* werden die betrachteten Netzbereiche für die maximal auftretenden Belastungen ausgelegt und wird ein gegebenenfalls erforderlicher Netzausbau mit konventionellen Betriebsmitteln nach der beschriebenen Vorgehensweise durchgeführt. Da der Netzausbau in vielen Fällen in der NS-Ebene durch die

Definition des Basisszenarios für die Mittelspannungsebene Tabelle 4-3

	Annahme
Abregelung der PV-Anlagen in der NS	$70\ \% \cdot P_{N,\,PVA}$
Abregelung der PV-Anlagen in der MS	$100\ \% \cdot P_{N,\,PVA}$
Beschränkung der WEA-Einspeisung	$90\ \% \cdot P_{N,\,WEA}$
Modifikation der technischen Richtlinien	keine Anpassung

Eigene Darstellung

Verletzung der zulässigen Spannungsgrenzen hervorgerufen wird, stellen RONS eine sinnvolle Alternative zum konventionellen Netzausbau dar. Da der Ortsnetztransformator automatisch das Wicklungsverhältnis ändern kann, wird die NS-Ebene in Bezug auf die Spannung von der MS-Ebene entkoppelt, wodurch in der NS-Ebene ein größeres Spannungsintervall zulässig ist. Der Einsatz von RONS wird im Szenario 2 – *RONS* in den NS-Netzen untersucht. Bereits in der *dena-VNS* (dena, 2012) wurde gezeigt, dass die Anpassung technischer Richtlinien den erforderlichen Netzausbau verringern kann. Insbesondere das Zwei-Prozent- beziehungsweise das Drei-Prozent-Kriterium der technischen Anschlussrichtlinien von Eigenerzeugungsanlagen in der NS- (VDE (Hrsg.)) und MS-Ebene (BdEW e.V. (Hrsg.), 2008) erfordern häufig eine Verstärkung des Netzes. Die Anpassung mit Verzicht auf diese Regeln wird in dem Szenario 3 – *Anpassung TR (technische Richtlinien)* untersucht. Auftretender Netzausbaubedarf wird hierbei mit konventionellen Betriebsmitteln durchgeführt.

Eine mögliche Alternative zum Netzausbau stellt die Abregelung der Einspeisung von EE-Anlagen dar. In Szenario 4 *Abregelung* werden in den Netzen die Einspeisungen von allen installierten WEA auf 90 Prozent ihrer installierten Nennleistung abgeregelt. Da Einspeiseleistungen oberhalb dieser 90-Prozent-Grenze laut (Liebenau, et al., 2013) nur selten auftreten, ist nur ein geringer Ertragsverlust zu verzeichnen; die Netze müssen jedoch nicht für selten auftretende Fälle ausgelegt werden. Zusätzlich wird die Einspeisung von PV-Anlagen auf 70 Prozent ihrer installierten Nennleistung abgeregelt. Diese Annahme wird durch die aktuellen Regularien des EEG begünstigt, da der PV-Anlagen-Betreiber entscheiden kann, ob die Anlage maximal 70 Prozent ihrer Nennleistung ins Netz einspeist oder eine Kommunikationseinheit zur Abregelung im Bedarfsfall installiert wird. Da diese Abregelung jedoch nur bei Netzengpässen erfolgt, ist davon auszugehen, dass gerade bei größeren PV-Anlagen (vor allem im MS-Netz) der Anlagenbetreiber eine pauschale Abregelung ablehnen und die Installation einer Kommunikationseinheit bevorzugen wird. Aus diesem Grund wird ergänzend zu Szenario 4 ein weiteres Szenario 5 betrachtet, das neben einer pauschalen Abregelung in der NS-Ebene für die Bewertungen in der MS-Ebene das *Basisszenario* darstellt. Daraus ergibt sich eine resultierende Abregelung der Einspeisungen aller PV-Anlagen auf circa 85 Prozent der installierten Nennleistung. Sofern in den Szenarien *Abregelung und Basisszenario* noch Netzausbaubedarf besteht, wird das Netz mit konventionellen Betriebsmitteln verstärkt. Die Kosten für die Abregelung der EE-Anlagen in den Szenarien 4 und 5 werden mit 40 Euro pro Megawattstunde im Szenariojahr 2023 und 10 Euro pro Megawattstunde im Szenariojahr 2033 angenommen. Diese Annahmen wurden nach einer im Rahmen dieser Studie durchgeführten groben Abschätzung der Strommarktpreise in den betreffenden Stunden in dem jeweiligen Jahr getroffen. Eine zusammenfassende Übersicht der Annahmen im *Basisszenario* wird in Tabelle 4-3 gegeben.

In zwei weiteren Szenarien werden anstelle der konventionellen Netzausbaumaßnahmen Batteriespeicher an den Anschlusspunkten der EE-Anlagen installiert, um die auftretenden Grenzwertverletzungen zu beheben. In Szenario 6 *100 Prozent Ersatz durch Speicher* werden die zu installierenden Batteriespeicher so dimensioniert, dass kein konventioneller Leitungsausbau erforderlich ist. Im Gegensatz dazu werden im Szenario 7 – *Kombinierter Speichereinsatz* die Batteriespeicher in Kombination mit konventionellem Netzausbau zur Behebung von Grenzwertverletzungen eingesetzt. Dabei werden die Speicher für einen jeweils vorgegebenen Prozentsatz der maximal auftretenden Belastung ausgelegt. Zur Einhaltung der Grenzwerte werden weiter konventionelle Netzausbaumaßnahmen vorgenommen. Abbildung 4-5 verdeutlicht diese Vorgehensweise für den Fall, dass 25 Prozent der erforderlichen Kapazität durch die Batteriespeicher aufgenommen werden. In beiden Batteriespeicherszenarien kann zusätzlich eine thermische Überlastung der Transformatoren auftreten, welche durch Ersatz des Betriebsmittels behoben wird.

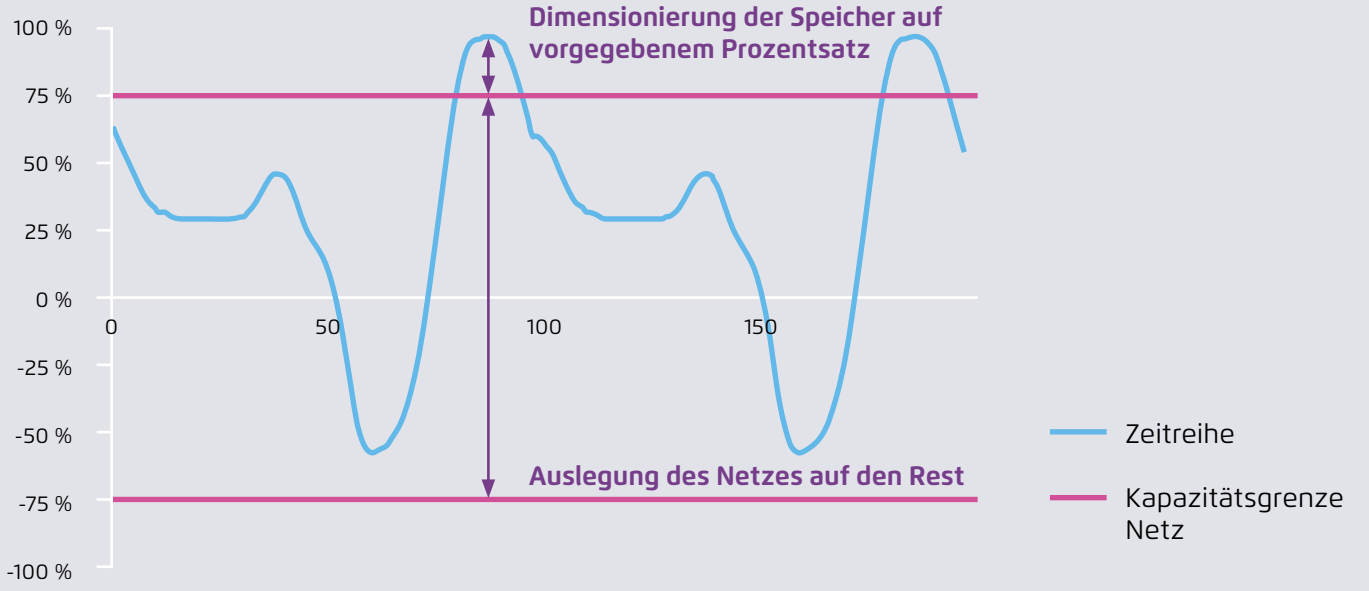
4.3 Ergebnis Speicherbedarf im Verteilnetz für die MS- und NS-Ebene

Für die Analyse des Netzausbaubedarfs in der MS- und NS-Ebene werden die in Abschnitt 4.2.3 beschriebenen Szenarien verwendet. Der Vergleich der Szenarien erfolgt über die entstehenden annuitätischen Kosten in den exemplarischen Netzen, die anschließend über die in Abschnitt 4.1.2 beschriebene Hochrechnung für Deutschland abgeschätzt werden. Die Szenariojahre 2023 und 2033 werden getrennt betrachtet. Zunächst wird auf die Ergebnisse der MS-Ebene eingegangen, bevor die Ergebnisse der NS-Ebene vorgestellt werden.

4.3.1 Ergebnisse in der Mittelspannungsebene

In Abbildung 4-6 und Abbildung 4-7 werden die Berechnungsergebnisse der betrachteten Szenarien *Konventionell*, *Basisszenario*, *Anpassung TR* und *Abregelung* für die Mittelspannungsebene in den Szenariojahren 2023 beziehungsweise 2033 dargestellt. Zum Vergleich sind die Ergebnisse aus der dena-VNS für die dort angenommenen, ähnlichen Szenarien ebenfalls dargestellt.

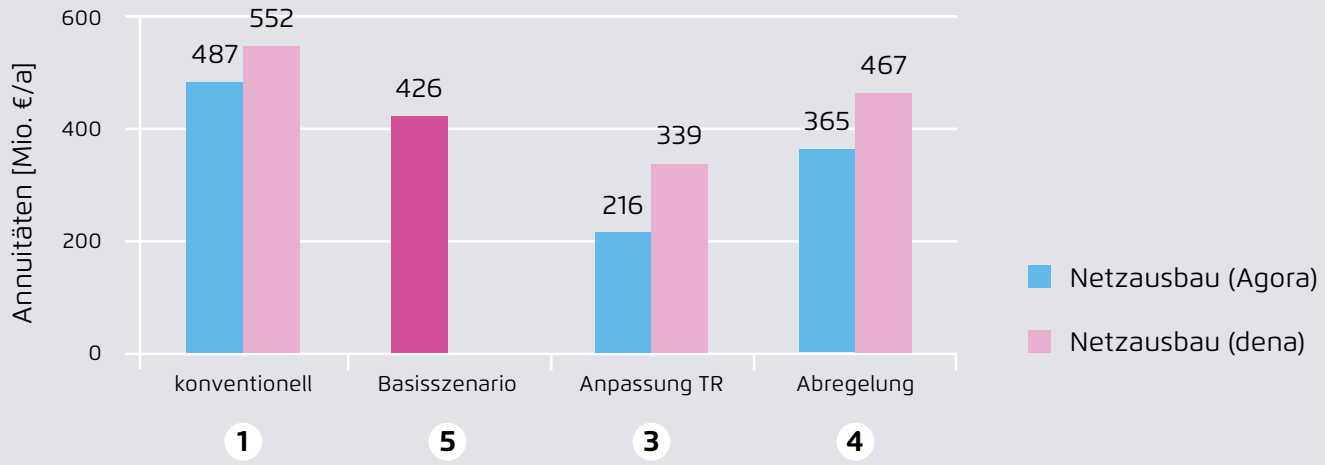
Modellierung der kombinierten Anwendung von Speichern und Netzausbau — Abbildung 4-5



Eigene Darstellung

Ergebnisse in der Mittelspannung 2023 der Szenarien 1, 3, 4 und 5:
Vergleich der annuitätischen Kosten 2023 Abbildung 4-6

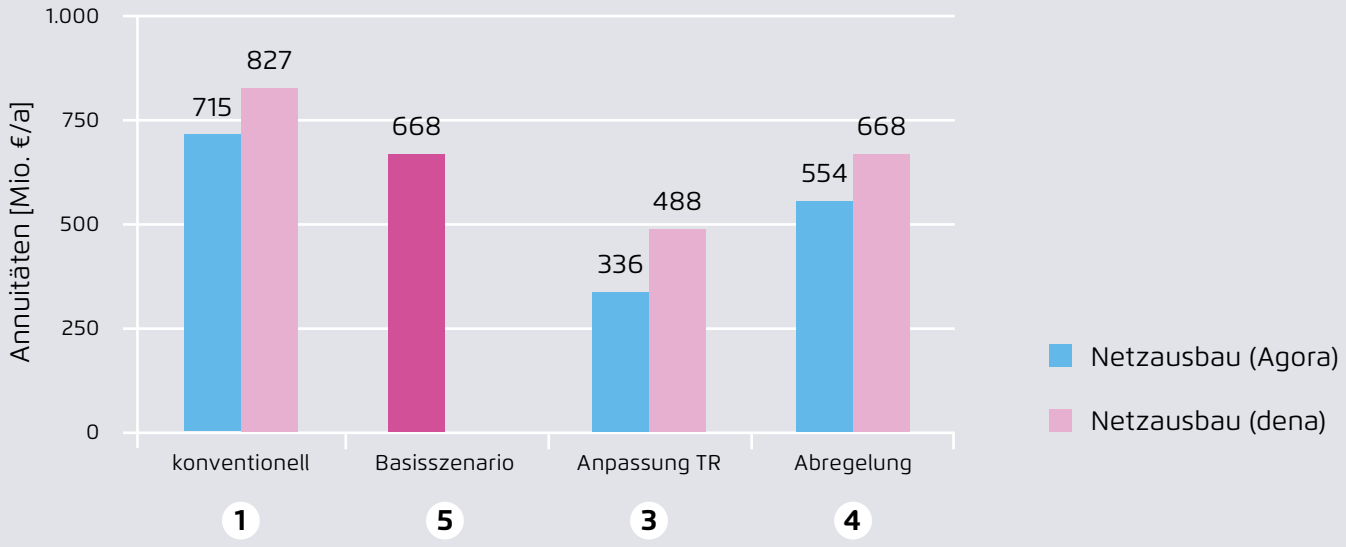
Hochrechnung auf Basis exemplarischer Netze



Eigene Darstellung

Ergebnisse in der Mittelspannung 2033 der Szenarien 1, 3, 4 und 5:
Vergleich der annuitätischen Kosten 2033 Abbildung 4-7

Hochrechnung auf Basis exemplarischer Netze

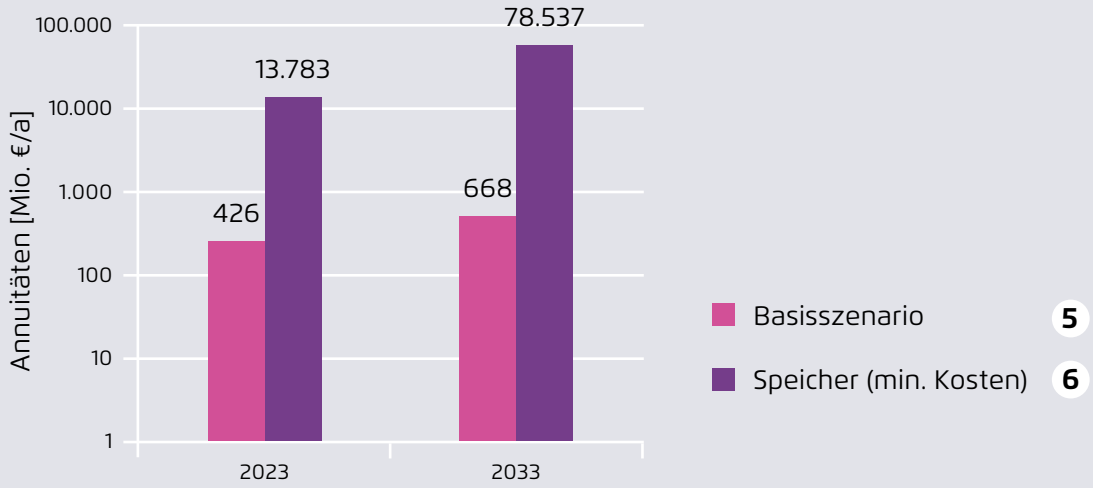


Eigene Darstellung

Vollständiger Ersatz des konventionellen Netzausbaus durch Batteriespeicher im Basisszenario: Vergleich der annuitätischen Kosten — Abbildung 4-8

Hochrechnung auf Basis exemplarischer Netze

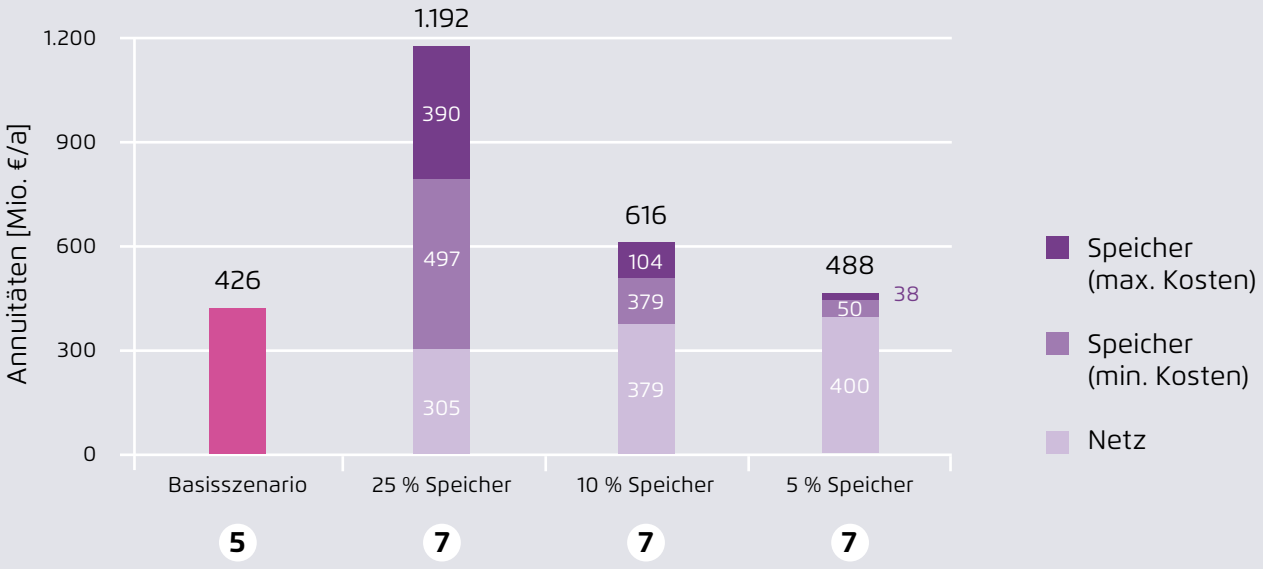
Logarithmische Skalierung



Eigene Darstellung

Vergleich von kombiniertem Einsatz von Batteriespeichern und konventionellem Netzausbau mit dem Basisszenario im Jahr 2023 — Abbildung 4-9

Hochrechnung auf Basis exemplarischer Netze



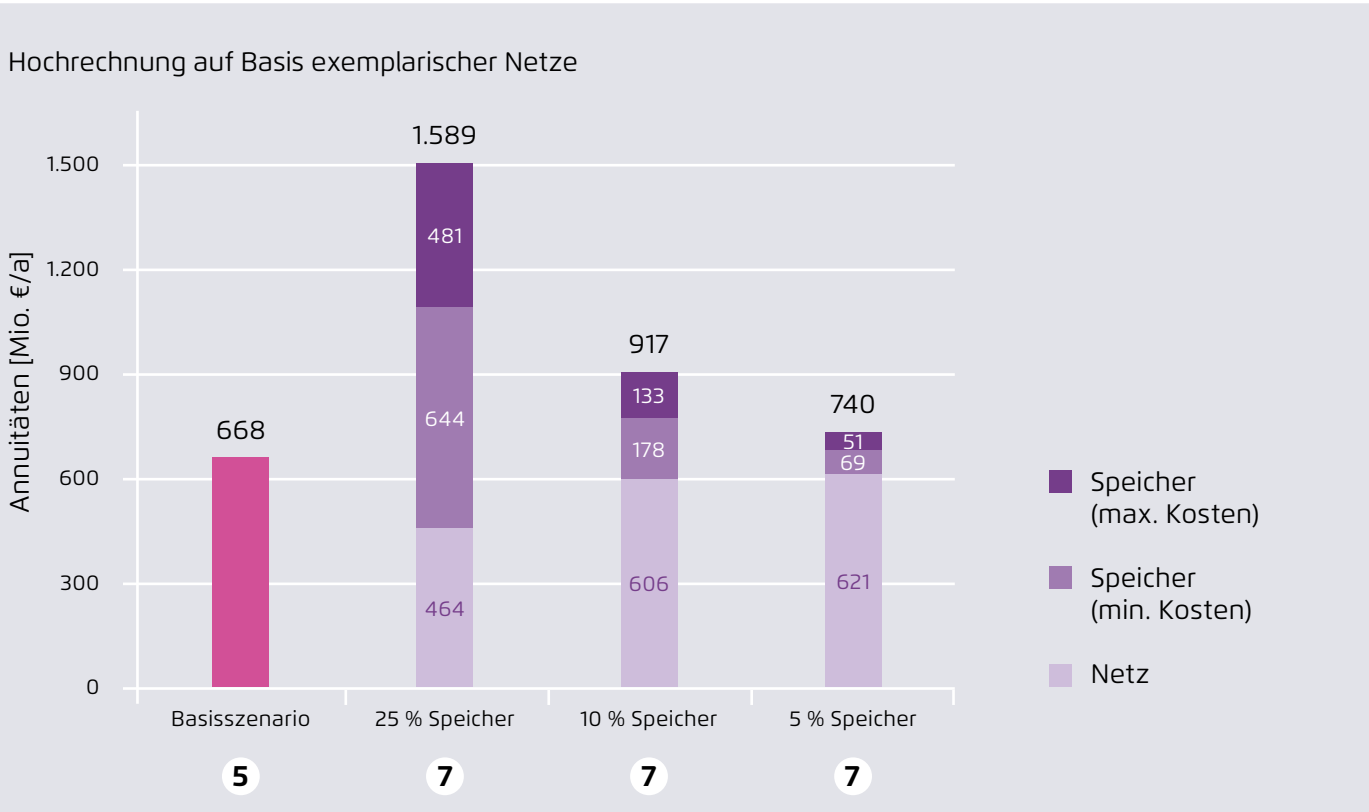
Eigene Darstellung

Die Ergebnisse zeigen, dass durch die Abregelung der EE-Anlagen die annuitätischen Netzausbaukosten signifikant reduziert werden können. Im betrachteten Basisszenario betragen die Kosten für die abgeregelte Energie rund 13 Millionen Euro pro Jahr im Jahr 2023 und 4 Millionen Euro pro Jahr im Jahr 2033. Durch die Abregelung auf 90 Prozent der installierten WEA-Leistung werden in den betrachteten MS-Netzen 0,4 Prozent des jährlichen Gesamtenergieertrages nicht eingespeist. Die Abregelung der PV-Anlagen in der NS-Ebene auf 70 Prozent der installierten Leistung reduziert den gesamten jährlichen Energieertrag um 0,9 Prozent. Der Gesamtenergieertrag aus WEA und PV-Anlagen wird im Basisszenario um 0,7 Prozent reduziert.

Der vollständige Ersatz des konventionellen Netzausbaus durch Batteriespeicher, wie im Szenario 6 angenommen, ist in der Mittelspannung in keinem der betrachteten Jahre kosteneffizient. Die auftretenden annuitätischen Kosten übersteigen die konventionellen Ausbaukosten des Basisszenarios um ein Vielfaches und sind diesen in Abbildung 4-8 logarithmisch gegenübergestellt.

Der kombinierte Einsatz von Batteriespeichern und konventionellem Netzausbau in der MS-Ebene ist in Abbildung 4-9 und Abbildung 4-10 für die Jahre 2023 und 2033 aufgeschlüsselt in Netzkosten und variable Speicherkosten dem Basisszenario gegenübergestellt. Es zeigt sich, dass auch ein kombinierter Einsatz von Batteriespeichern mit konventionellem Netzausbau dem ausschließlich konventionellen Netzausbau des Basisszenarios bezüglich der Kosteneffizienz unterlegen ist. Der kombinierte Einsatz von Netzausbau und Batteriespeichern verfügt gegenüber dem konventionellen Netzausbau des Basisszenarios über

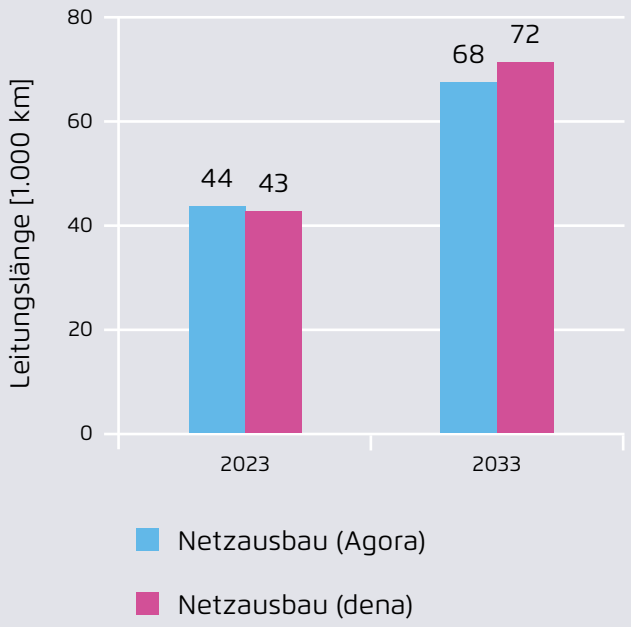
Vergleich von kombiniertem Einsatz von Batteriespeichern und konventionellem Netzausbau mit dem Basisszenario im Jahr 2033 — Abbildung 4-10



Eigene Darstellung

Zubau an konventionellen Netzbetriebsmitteln im Basisszenario für die Szenariojahre 2023 und 2033 im Vergleich zu den Ergebnissen der dena-VNS

Abbildung 4-11



Eigene Darstellung

geringere Netzreserven und ist daher in der MS-Ebene kein geeigneter Lösungsansatz.

Zur Einordnung ist die auf Deutschland hochgerechnete, zusätzliche Gesamtleitungslänge in Abbildung 4-11 den Ergebnissen aus der dena-VNS gegenübergestellt. Bezogen auf rund 500.000 Kilometer Gesamtleitungslänge aller MS-Netze in Deutschland entspricht der abgeschätzte Zubau rund 14 Prozent.

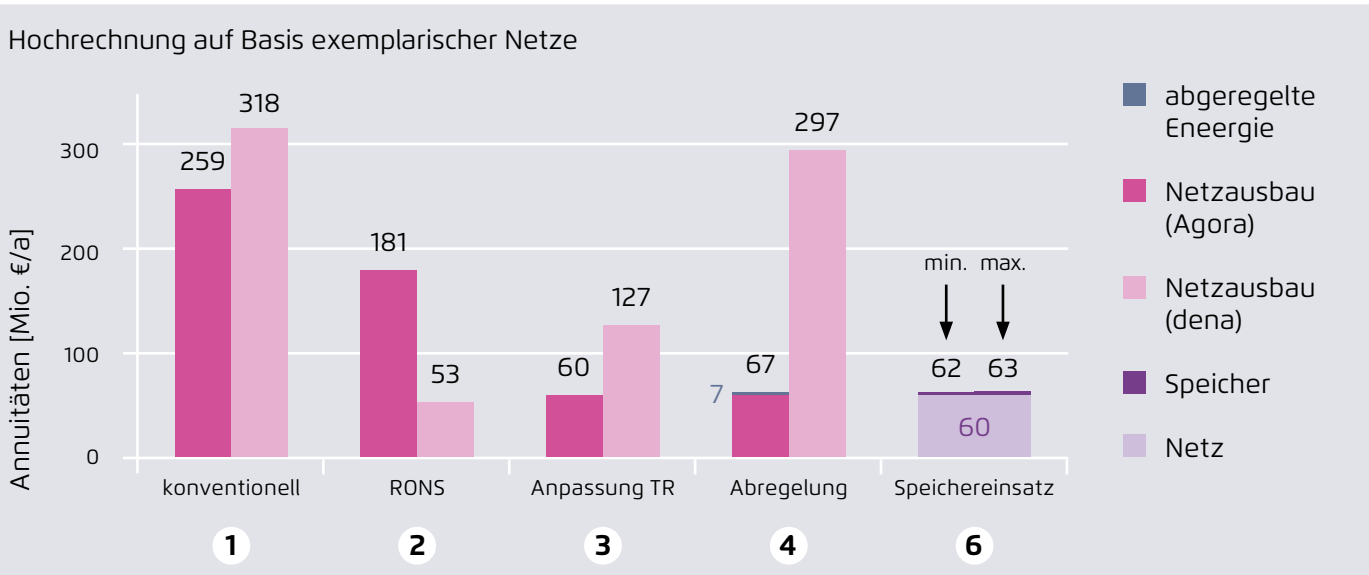
Es zeigt sich bei allen Analysen, dass die Ergebnisse in einer ähnlichen Größenordnung liegen wie in der dena-VNS. Unterschiede zu den Ergebnissen der dena-VNS können durch die unterschiedliche Regionalisierung der Prognosen, eine anderen Methode zur Hochrechnung auf Deutschland sowie die Betrachtung von wenigen, ausschließlich ländlichen Netzen im Rahmen dieser Studie begründet werden. Die Hochrechnung auf Deutschland zeigt daher nur Tendenzen auf.

4.3.2 Ergebnisse in der Niederspannungsebene

Die NS-Netze weisen im Ausgangszustand noch genügend Betriebsreserven auf, um einen großen Teil der prognosti-

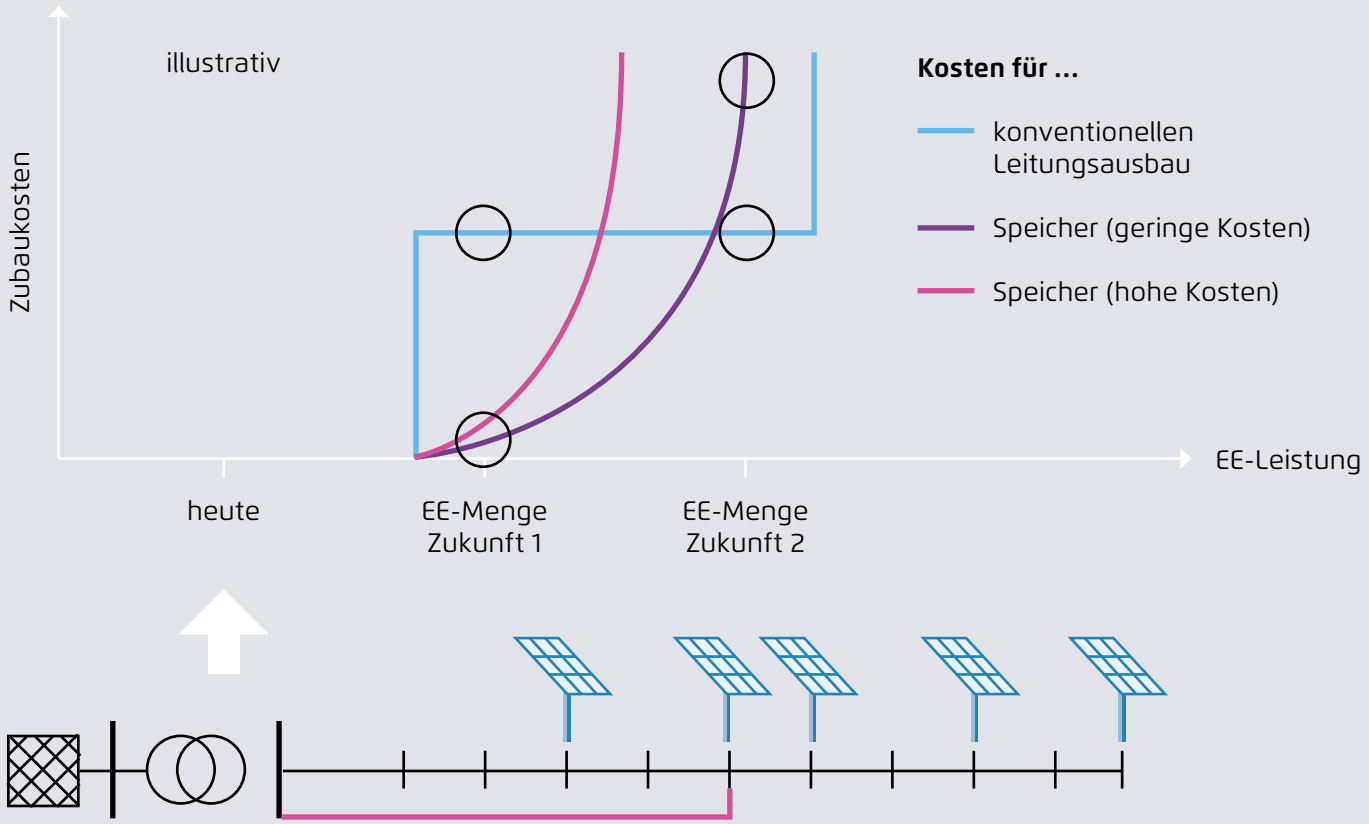
Vergleich der annuitätischen Kosten in den Szenarien 1, 2, 3, 4 und 6 in der NS-Ebene im Jahr 2023

Abbildung 4-12



Eigene Darstellung

Auswirkung des diskreten Zubaus auf die Netzbetriebsreserven Abbildung 4-13



Eigene Darstellung

zierten Zubauleistung der EE-Anlagen aufnehmen zu können. Für alle Untersuchungsszenarien in der NS-Ebene im Szenariojahr 2023 resultieren daher die in Abbildung 4-12 dargestellten Investitionen für den Netzausbau.

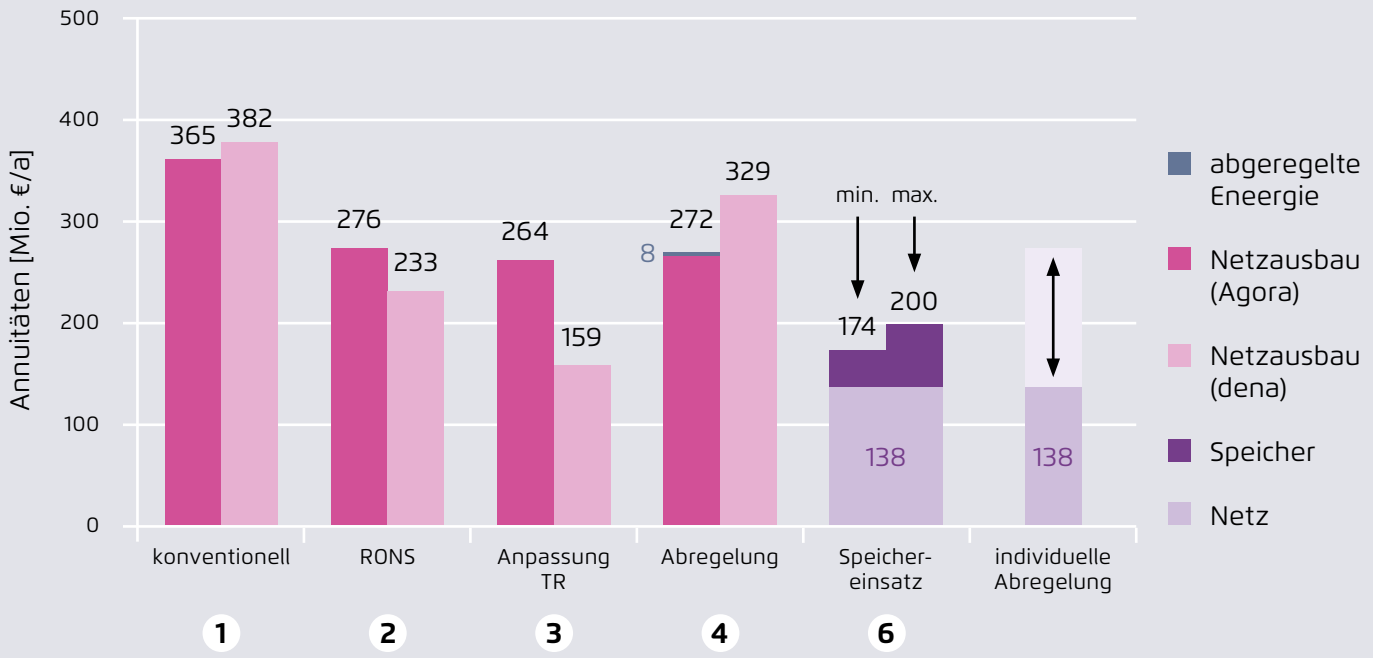
Die Szenarien 4 und 6 stellen für das Szenariojahr eine kosteneffiziente Alternative zum konventionellen Netzausbau (Szenario 1) in den untersuchten Netzgebieten dar. Im Gegensatz zum konventionellen Ausbau werden die dort umgesetzten Maßnahmen exakt auf die entstehende Versorgungsaufgabe dimensioniert, wodurch die Betriebsreserven wesentlich geringer ausfallen. Somit können beim konventionellen Netzausbau durch die höheren Betriebsreserven im weiteren zeitlichen Verlauf weitere EE-Anlagen in dem Netz angeschlossen werden, ohne dass ein Netzausbau erforderlich ist. Zur Verdeutlichung des diskreten Zubaueffektes von Netzbetriebsmitteln und den daraus resultierenden Betriebsreserven ist der Zusammenhang in Abbildung 4-13 dargestellt.

Die Alternativen der Szenarien 4 und 6 ermöglichen eine kurzfristige, bedarfsgerechte Lösung für die anliegende Versorgungsaufgabe und damit eine Verzögerung von Investitionsentscheidungen über konventionelle Ausbaumaßnahmen. Im Gegensatz dazu führt der konventionelle Netzausbau aus Szenario 1 zu einem Ausbau mit höheren Netzreserven, der auch für weitere zukünftige Installationen von EE-Anlagen ausreichend ist. Die Batteriespeicherlösungen hingegen gestalten sich bei abweichenden höheren Zubauprognosen von EE-Anlagen deutlich teurer

Vergleich der annuitätischen Kosten in den Szenarien 1, 2, 3, 4 und 6 in der NS-Ebene im Jahr 2033

Abbildung 4-14

Hochrechnung auf Basis exemplarischer Netze



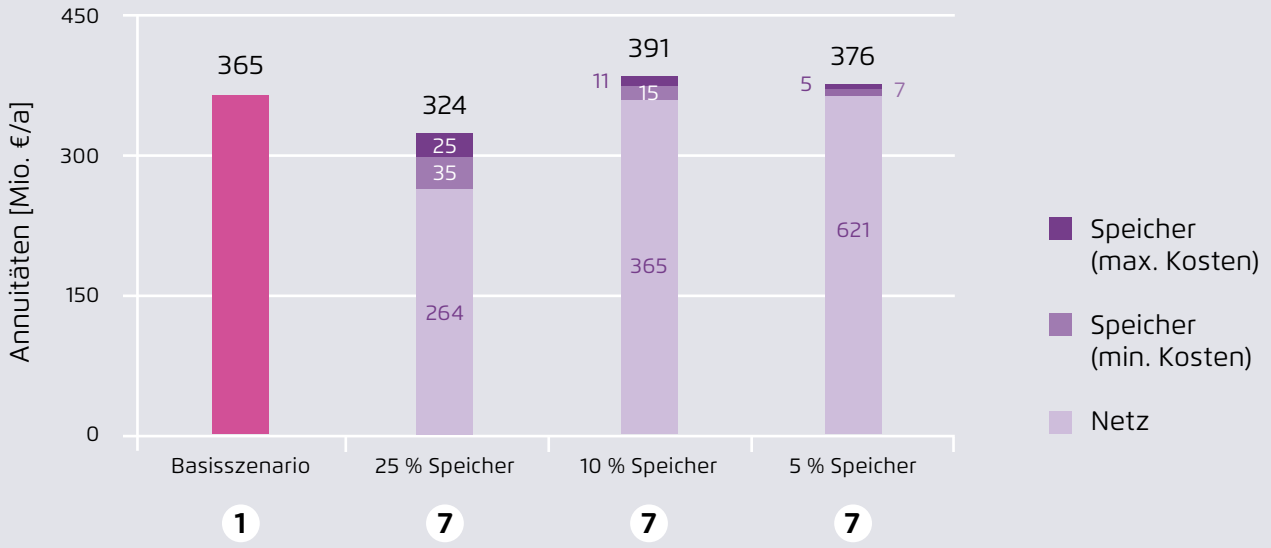
Eigene Darstellung

als der konventionelle Netzausbau. Jedoch kann durch eine mögliche örtliche Flexibilität bei mobilen Batteriespeichersystemen die Batteriespeicherlösung in Szenario 6 nach einem finalen Netzausbau in dem Gebiet in anderen kritischen Netzregionen eingesetzt werden und somit weitere Investitionen verschieben.

Der weitere Zubau von EE-Leistung zwischen dem Szenariojahr 2023 und dem Szenariojahr 2033 führt in den betrachteten Netzgebieten in allen Szenarien zu höheren Netzausbaukosten (vgl. Abbildung 4.14). Im Szenario 1 liegen die Kosten bis 2033 bei 365 Millionen Euro pro Jahr, während sie bis 2023 bei Millionen Euro pro Jahr betragen. Im Szenario 6 hingegen liegen die Kosten im Jahr 2033 bei 138 Millionen Euro pro Jahr, während sie 2023 bei 60 Millionen Euro pro Jahr betragen. Während die erforderlichen Investitionen im Szenario 1 von 2023 nach 2033 nur auf das ungefähr 1,5-Fache steigen, ändern sich die resultierenden Kosten beim Speichereinsatz in Szenario 6 bereits auf das etwa Dreifache. Hier ist zu erkennen, dass der weitere Zubau an EE-Leistung, beim Speicherszenario 6 im Vergleich zu den Szenarien 1 und 2 einen überproportionalen Kostenanstieg zur Folge hat. Trotzdem stellt auch im Szenariojahr 2033 das Szenario 6 in den analysierten NS-Netzen eine kosteneffiziente Planungsoption dar. Wie in Abbildung 4-13 dargestellt, ist allerdings zu erwarten, dass bei nur geringfügig weiterem Ausbau der EE-Leistung die Kosten von Speicherszenario 6 die Kosten aus Szenario 1 überschreiten werden. Dies liegt darin begründet, dass die erforderliche Speicherkapazität bei zunehmenden EE-Mengen überproportional ansteigt, weil der zu speichernde Grundlastanteil immer größer wird (vergleichbar mit einer Herabsetzung der Linie zur Dimensionierung der Speicher in Abbildung 4.5).

Vergleich der annuitätischen Kosten bei unterschiedlicher Dimenisionierungsgrößen für den Batteriespeichereinsatz in Szenario 7 Abbildung 4-15

Hochrechnung auf Basis exemplarischer Netze



Eigene Darstellung

Als Alternative zum Speichereinsatz können die neu errichteten EE-Anlagen im Netzgebiet nach den beschriebenen Szenarioannahmen (Szenario 4) in extremen Einspeisesituationen abgeregelt werden. Die dabei verlorene Energiemenge entspricht vier Prozent des ursprünglichen Jahresertrages bei optimal ausgerichteten PV-Anlagen und bildet damit eine Maximalabschätzung. Die dadurch entstehenden Kosten belaufen sich auf circa acht Millionen Euro pro Jahr. Bei Anwendung einer individuellen Abregelung (benötigt den Einsatz von Kommunikationstechnik), die nur beim tatsächlichen Auftreten von Netzengpässen die eingespeiste Leistung reduziert, könnte eine weitere Reduzierung der Abregelungskosten und damit eine Erhöhung der eingespeisten Energie erreicht werden. Die individuelle Abregelung wurde bei den Berechnungen in dieser Studie nicht betrachtet und ist deshalb in Abbildung 4-14 nur durch den schraffierten Balken angedeutet. Da die Ergebnisse auf ausgewählten Netzen basieren, ist grundsätzlich zu beachten, dass die Kosteneffizienz sowohl von Batteriespeichern als auch der individuellen Abregelung als Alternative zum konventionellen Netzausbau stark von den lokalen Gegebenheiten im Netz abhängig ist.

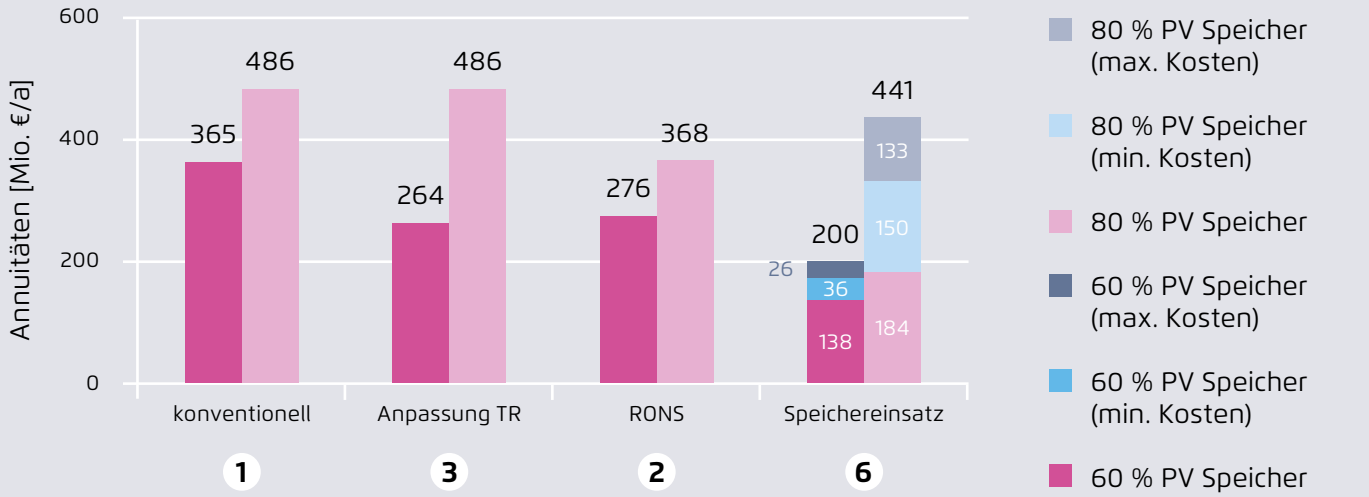
In Abbildung 4-15 sind die konventionellen Netzausbaukosten den kombinierten Kosten für Batteriespeicher und Netzausbau aus Szenario 7 für unterschiedliche Batteriespeicheranteile gegenüberstellt. Deutlich zu erkennen sind die hohen konventionellen Netzausbaukosten in den kombinierten Varianten, die sich aus diskreten kostenintensiven Einzelmaßnahmen (vor allem Leitungsausbau) ergeben.

Die Ergebnisse einer Sensitivitätsbetrachtung zu der Verteilung der prognostizierten PV-Leistung auf die Spannungsebenen sind in Abbildung 4-16 dargestellt. Während sonst von einer Zuteilung von 60 Prozent der prognostizierten PV-Zubauleistung einer Gemeinde in die NS-Ebene ausgegangen wird, sind in der Sensitivitätsbetrachtung 80 Prozent der Zubauprognose dort installiert. Dabei zeigt sich deutlich, dass das Szenario 3 mit Einsatz von RONS das kostengünstigste Szenario ist. Der Einsatz von RONS

Ergebnisse der Sensitivitätsbetrachtung zur Verteilung der prognostizierten PV-Leistung auf die Spannungsebenen

Abbildung 4-16

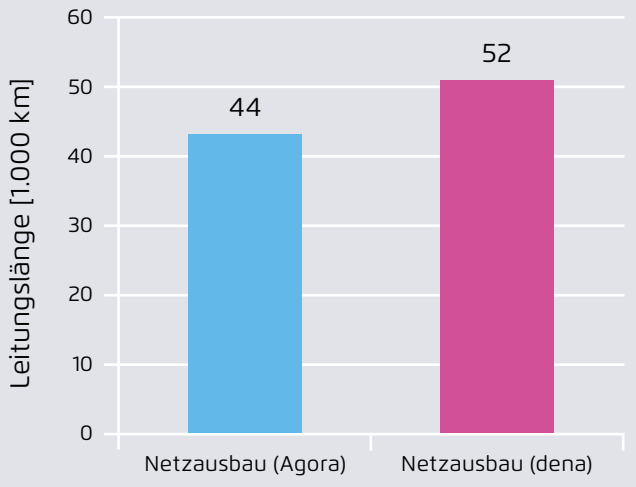
Hochrechnung auf Basis exemplarischer Netze



Eigene Darstellung

Zubau an konventionellen Netzbetriebsmitteln im Szenario 1 für das Szenariojahr 2033 im Vergleich zu den Ergebnissen der dena-VNS

Abbildung 4-17



Eigene Darstellung

ermöglicht die Ausnutzung des vollständigen verfügbaren Spannungsbandes nach EN 50160 in der NS-Ebene, wodurch ein Großteil des spannungsbedingten Netzausbaus nicht mehr erforderlich ist. Bedingt durch die höheren Anschaffungskosten bei RONS lohnt sich deren Einsatz vor allem in Netzgebieten mit einer hohen Zubauleistung, da sich dort die größeren Betriebsreserven der RONS auswirken

Zur Einordnung ist die auf Deutschland hochgerechnete, zusätzliche Gesamtleitungslänge in Abbildung 4-17 den Ergebnissen aus der dena-VNS gegenübergestellt.
Die Hochrechnungen der Analysen in der NS-Ebene für die erforderlichen Batteriespeicherkapazitäten in Deutschland sind in Tabelle 4-4 dargestellt. Insgesamt ist der Zubau von Batteriespeichern in der NS-Ebene relativ gering. Daraus ergibt sich für Deutschland bei Annahme des Batteriespeicherszenarios (Szenario 6) für das Jahr 2033 eine kosteneffiziente Speicherleistung und kapazität von circa 700 Megawatt beziehungsweise 2.100 Megawattstunden für das Vermeiden von Verteilnetzausbau.

Resultierende Batteriespeicher in den NS-Netzen in Deutschland — Tabelle 4-4

	Leistung [MW]	Energie [MWh]
2023	ungefähr 0	ungefähr 0
2033	~700	~2100

Eigene Darstellung

Die angestellte Hochrechnung basiert ausschließlich auf den untersuchten NS-Netzgebieten, die einen sehr kleinen Anteil der NS-Netzmenge in Deutschland darstellen. Somit ergibt sich durch die Auswahl der Untersuchungsregion eine große Sensitivität auf das hochgerechnete Ergebnis. Auch wenn die Untersuchungen in der NS-Ebene gezeigt haben, dass in einzelnen Netzgebieten Batteriespeicher eine kosteneffiziente Planungsalternative zu konventionellen Maßnahmen darstellen können, ist eine Einzelfallprüfung unerlässlich. Die in Tabelle 4.4 angegebenen Werte stellen daher einen groben Richtwert dar und dienen als Eingangsgröße für die Übertragungsnetzberechnungen in Kapitel 5.

4.3.3 Bewertung der NS- und MS-Analyse

Die Hochrechnung der Ergebnisse aus der MS- und NS-Analyse basieren auf den exemplarischen Netzen, die auf Basis der Regionalisierung ausgewählt wurden und nur eine kleine Netzmenge aller MS- und NS-Netze in Deutschland darstellen. Die Ergebnisse geben damit eine Abschätzung der Kosten für eine vollständige Verteilnetzertüchtigung in Deutschland in den beschriebenen Szenarien. Während Tendenzen und Optionen aus den Resultaten abgeleitet werden können, ist eine Einzelfallprüfung dennoch unerlässlich. Grundsätzlich sollten Batteriespeicher in der NS-Ebene jedoch als Option in den Maßnahmenkatalog bei Netzverstärkungen aufgenommen werden.

Bei der finanziellen Bewertung der Szenarien 6 und 7 wird von einer idealen Prognose von WEA- und PV-Leistung in den Netzen ausgegangen, auf die die Batteriespeicher exakt dimensioniert werden. Bei Prognoseabweichungen erhöht sich daher der Batteriespeicherbedarf, wodurch die berechneten Ergebnisse eher eine untere Grenze der Kosten darstellen. Konventioneller Netzausbau kann in diesem Fall Reserven bieten. Weiterhin werden zusätzliche Einsatzgebiete, wie die Bereitstellung von Systemdienstleistung oder ein marktorientiertes Verhalten, nicht in dieser Kostenbewertung berücksichtigt.

Die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern kann verbessert werden, wenn weitere Einsatzgebiete und Verdienstmöglichkeiten bei der Betriebsweise berücksichtigt werden.

4.3.4 Qualitative Bewertung der Effekte von Hausspeichern auf den Netzausbaubedarf

Bei einer netzdienlichen Betriebsweise der Speicher, wie in den durchgeführten Berechnungen angenommen, wird die Netzbelastung reduziert. Sofern Batteriespeicher aus anderen Motivationen als zur Vermeidung von Netzausbau installiert werden (zum Beispiel Hausspeicher zur Eigenverbrauchsoptimierung), sollte sichergestellt sein, dass die Betriebsweise die Netzauslastung nicht signifikant erhöht. Im Folgenden werden mögliche Einsatzvarianten kurz dargestellt und ihre Effekte beschrieben.

Werden Batteriespeicher ausschließlich nach **marktorientierten Aspekten** betrieben, kann der Betrieb der Batteriespeicher die Netzbelastung in bestimmten Situationen verschärfen, da der Marktpreis nicht mit der lokalen Netzbelastung korrelieren muss.

Wenn die **Maximierung des Eigenbedarfs** im Vordergrund steht, ist ebenfalls nicht sichergestellt, dass die Einspeisespitze aus PV-Anlagen zur Mittagszeit vollständig einge-

speichert wird, da die Speicherkapazität bereits erschöpft sein kann. Ein netzdienlicher Betrieb solcher Hausspeicher zur Erhöhung des elektrischen Eigenbedarfs, der eine Reduktion der Netzbelastung bewirkt, erfordert keine elaborierte Kommunikationsinfrastruktur, wenn die Batteriespeichersysteme angemessen dimensioniert und parametriert werden.

Im Gegensatz dazu wird eine Kommunikationsinfrastruktur bei **dynamischen, situationsabhängigen Wechseln** zwischen netzdienlichem und marktorientiertem Betrieb benötigt, um einen erhöhten Netzausbaubedarf zu vermeiden.

4.4 Fazit

Der Einsatz von Batteriespeichern kann in der MSEbene im Vergleich zum konventionellen Netzausbau nicht kosteneffizient durchgeführt werden. Weder der vollständige Ersatz des konventionellen Ausbaus noch eine Kombination der Batteriespeicher mit konventionellem Netzausbau sind, bedingt durch die benötigte Speicherleistung und Speicherenergie, kosteneffizient durchführbar. Diese Aussagen sind ebenfalls für die Hochspannungsebene gültig (wurde im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet).

In der NS-Ebene können in Einzelfällen allerdings der Einsatz von Batteriespeichern oder eine individuelle Abregelung von EE-Anlagen sinnvolle und kosteneffiziente Planungsvarianten darstellen. Da jedoch erwartet wird, dass der NS-Netzausbaubedarf (nach dena-VNS (dena, 2012)) bis zum Jahr 2030 nur einen geringen Anteil an den notwendigen gesamten Verteilnetzinvestitionen haben wird, werden Batteriespeicher am gesamten Verteilnetzausbau nur eine untergeordnete Rolle spielen.

Zudem kann aus der qualitativen Bewertung abgeleitet werden, dass Batteriespeicher, die nicht vom Netzbetreiber eingesetzt werden (beispielsweise Hausspeicher), netzdienlich zu betreiben sind, da sie anderenfalls einen deutlich erhöhten Netzausbaubedarf verursachen können. Ein solcher netzdienlicher Betrieb ist im Fall von Hausspeichern, die zur Maximierung des Eigenverbrauchs von PV Anlagen eingesetzt werden, auch ohne zusätzliche Investitionen in Kommunikationsinfrastruktur möglich, sofern die Batteriespeichersysteme angemessen dimensioniert und parametriert werden.

Die Untersuchungen zum Verteilnetz haben weiterhin gezeigt, dass individuelle Zeitreihenanalysen zur Bewertung des Batteriespeichereinsatzes in den Untersuchungsregionen erforderlich sind. Abhängigkeiten zwischen den Batteriespeichern und den lokal vorhandenen EE-Anlagen und Lasten können in den klassischen Verteilnetzplanungsprozessen mit der Untersuchung von Extremszenarien nicht ausreichend abgebildet werden. Bisher wird dieses Verfahren im praktischen Verteilnetzplanungsprozess jedoch kaum genutzt. Wird auf eine umfangreiche Zeitreihenanalyse verzichtet, ist der Einfluss von Speicherkonzepten auf den erforderlichen Netzverstärkungsbedarf weder technisch noch wirtschaftlich angemessen zu bewerten.

5 Bedarf an Stromspeichern auf Ebene des Übertragungsnetzes

In diesem Kapitel wird die Rolle von Stromspeichern in Kombination mit anderen Flexibilitätsoptionen wie dem Lastmanagement oder einer Abregelung der Einspeisung von EE-Anlagen im europäischen Kontext eingehend untersucht. Dabei wird auf die Frage des Speicherbedarfs für den energetischen Ausgleich auf Ebene des Übertragungsnetzes eingegangen und untersucht, welche Kombination aus Lang- und Kurzzeitspeichern effizient ist.

5.1 Methodik

Im Rahmen dieser Studie wurde eine Methodik zur quantitativen Bewertung der gesamtwirtschaftlichen Effekte von Stromspeichern entwickelt, auf die folgend zunächst eingegangen wird. Anschließend wird das angewendete Verfahren zur europaweiten Einsatzsimulation des Stromerzeugungssystems genauer vorgestellt.

5.1.1 Gesamtwirtschaftliche Bewertung zusätzlicher Flexibilität durch Stromspeicher

Flexibilität beschreibt im Rahmen der Studie die Fähigkeit des Stromerzeugungssystems zum stündlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Dieser Ausgleich umfasst somit beispielsweise die Aufnahme von Überschüssen aus Erneuerbaren Energien oder die Bewältigung von steilen Last- oder Einspeisegradienten. Flexibilität kann dabei durch unterschiedliche Komponenten bereitgestellt werden. Neben alternativen Flexibilitätsoptionen wie Kraftwerken, Nachfragesteuerungen oder Übertragungskapazitäten stellen auch zusätzliche Stromspeicher eine Flexibilitätsoption für positive und negative Leistungsbereitstellung dar. Zusätzliche Flexibilität ermöglicht es dem Stromsystem, auf Leistungsschwankungen zu reagieren und für einen gleichmäßigeren und damit kostengünstigeren Einsatz der Erzeugungsanlagen zu sorgen.

Im Weiteren wird daher untersucht, welchen Einfluss zusätzliche Speicher im Erzeugungssystem auf die annuitätischen Kosten des europaweiten Stromerzeugungssystems haben. Hierfür werden die Kosten des Gesamtsystems für jeweils ein Jahr in verschiedenen Szenarien in 2023, 2033 und bei einem Anteil von 90 Prozent betrachtet. Dabei werden jeweils zuerst die Kosten eines Szenarios ohne zusätzliche Speicher berechnet und anschließend die Kosten bei Hinzufügen verschiedener Kombinationen an Speichern ermittelt. Der Vergleich der Kosten in diesen Szenarien ermöglicht eine Bewertung, ob die jeweiligen Kombinationen an zusätzlichen Speichern zu Mehrkosten oder Einsparungen der Systemgesamtkosten führen. Daraus lassen sich Rückschlüsse auf die Menge und die Art von Speichern ziehen, die aus Sicht der Systemgesamtkosten in den jeweiligen Szenarien effizient sind.

Die betrachteten annuitätischen Kosten des europäischen Stromerzeugungssystems umfassen hierbei die variablen Kosten der Stromerzeugung für konventionelle Kraftwerke oder den Einsatz von KWK-Anlagen (insbesondere Brennstoffkosten und CO_2-Zertifikatspreise) und für den Einsatz von *Demand Side Management* (DSM) sowie Investitionskosten für Speicher und thermische Kraftwerke. Zusätzlich wird eine Abschätzung für den möglichen Wert einer vermiedenen Abregelung der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien in Form von Opportunitätskosten getroffen.

Die Veränderungen in den annuitätischen Kosten der Stromerzeugung sind maßgeblich von den Annahmen zu zukünftigen Kosten und Preisentwicklungen sowie dem betrachteten Szenario abhängig, weshalb eine Angabe als Bandbreiten möglicher Mehrkosten und Einsparungen sachgerecht ist. Für die zukünftige Entwicklung von Brennstoffkosten wurde hierbei auf bestehende Prognosen zurückgegriffen (siehe Kapitel 5.2.1). Die Kostenentwicklung für Speichertechnologien basiert auf den im Rahmen dieser Studie von den Instituten ISEA (RWTH Aachen) und FENES (OTH Regensburg) entwickelten Bandbreiten

möglicher Entwicklungen. Auf die Berücksichtigung von Investitionskosten für alternative Flexibilitätsoptionen (beispielsweise DSM oder Übertragungskapazitäten) und weitere gegebenenfalls auftretende Kostenkomponenten wird nachfolgend in Kapitel 5.1.2 eingegangen.

Auf der einen Seite fallen Mehrkosten durch Investitionen für zusätzliche Speicher an. Einsparungen ergeben sich hingegen auf der anderen Seite aufgrund reduzierter Erzeugungskosten durch eine höhere Auslastung vorhandener günstiger thermischer Erzeugungsanlagen und durch eine zunehmende Integration von EE sowie aufgrund vermiedener Investitionskosten in thermische Kraftwerkskapazität. Vermiedene Investitionen in thermische Kraftwerke werden hierbei durch Kraftwerkskapazitäten quantifiziert, die im Vergleich zum Referenzfall bei Berücksichtigung zusätzlicher Speicher nicht mehr eingesetzt werden.

Weiterhin wird berücksichtigt, dass durch zusätzliche Speicher weitere Einspeisungen aus EE in das System integriert werden können und somit die notwendige Abregelung von Einspeisungen aus EE reduziert werden kann. Hierdurch kann die Zielgröße eines EE-Anteils an der Stromerzeugung eher erreicht werden. Zur Berücksichtigung dieses Nutzens, der über die Reduktion der Systemgesamtkosten in dem betrachteten Stichjahr hinausgeht, wird eine Abschätzung des Wertes der abgeregelten Einspeisung von EE-Anlagen als Einsparung für die zusätzlichen Speicher herangezogen. Eine Abschätzung der Kosten einer Abregelung kann hierbei über die Stromgestehungskosten erfolgen, die über die marginalen Kosten oder die Vollkosten der EE-Anlagen quantifiziert werden können. Hier wurden beide Ansätze derart kombiniert, dass sie jeweils zu einer *Best-Case*-Bewertung (Vollkosten der EE-Anlagen) beziehungsweise zu einer *Worst-Case*-Bewertung (marginale Kosten) führen.

Zum Vergleich der Kosten der betrachteten Szenarien werden die annuitätischen Investitionskosten und die Einsparungen gegenübergestellt. Weiterhin werden zur Bestimmung der Bandbreite der monetären Effekte aufgrund der unsicheren Entwicklungen zwei Varianten der Kostenentwicklung berücksichtigt.

- → Die obere Bandbreite der Mehrkosten beziehungsweise geringste gesamte Einsparung stellt den Worst Case dar. Sie ergibt sich aus der oberen Abschätzung der Investitionskosten für zusätzliche Speicher abzüglich der Einsparungen im Erzeugungssystem durch eine Reduktion der Erzeugungskosten und Einsparungen thermischer Kraftwerke. Zudem wird hierbei eine Reduktion der EE-Abregelung mit marginalen Kosten der EE-Anlagen bewertet. Insgesamt werden also hier die höchsten erwarteten Kostenterme mit den geringsten zu erwartenden Einsparungen durch zusätzliche Stromspeicher kombiniert.
- → Die untere Bandbreite der Mehrkosten beziehungsweise höchste gesamte Einsparung stellt den Best Case dar. Sie wird hingegen auf Basis der unteren Abschätzung der Investitionskosten für zusätzliche Speicher abzüglich der Einsparungen in Erzeugungskosten und thermischen Kraftwerken bestimmt. Weiter werden hierbei die Einsparungen für das Erzeugungssystem durch eine Reduktion der EE-Abregelung mit Vollkosten von EE[1] bewertet.

Abbildung 5-1 fasst die zugrunde liegende Kostenbewertung und die beschriebene Darstellung in Bandbreiten exemplarisch zusammen.

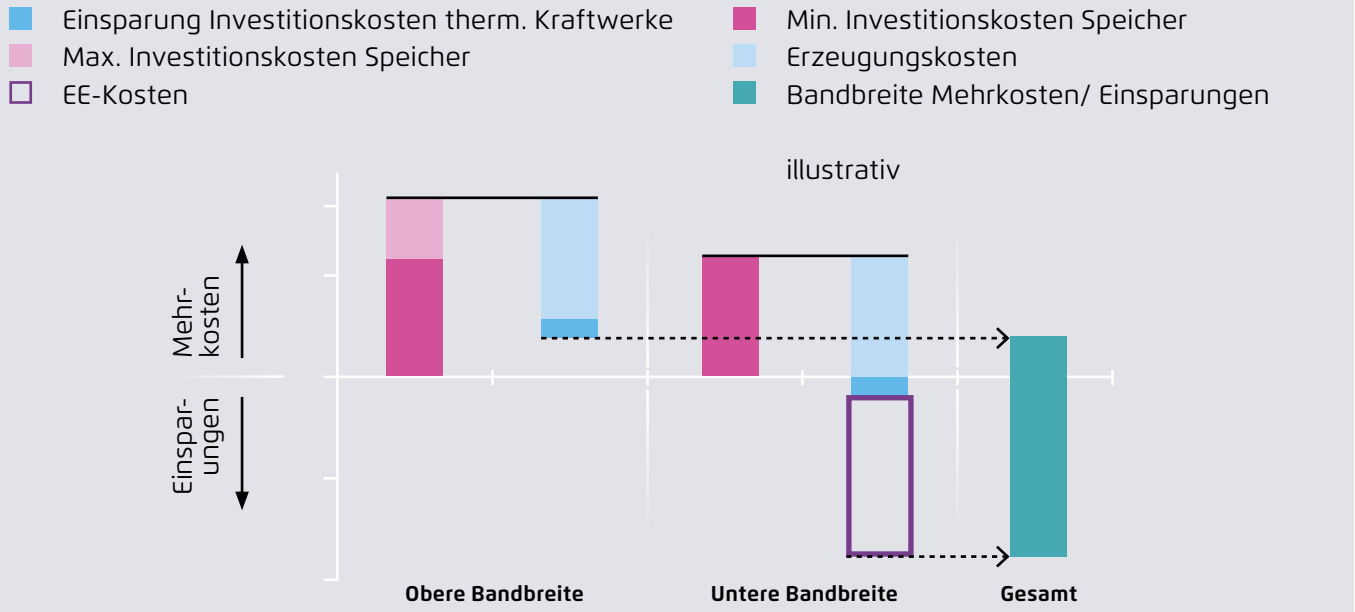
5.1.2 Methodik zur Berücksichtigung alternativer Flexibilitätsoptionen

Alternative Flexibilitätsoptionen können grundsätzlich ähnliche Funktionen wie Stromspeicher erfüllen (vgl. Kapitel 3). Die Verfügbarkeit von alternativen Flexibilitätsoptionen, wie Netzausbau, DSM oder flexiblen KWK-Anlagen, hat daher einen großen Einfluss auf den Nutzen, den zusätzliche Speicher dem Stromerzeugungssystem bieten können. Aus diesem Grund ist das Potenzial von Stromspeichern zur Reduktion der Systemgesamtkosten stark von den Annahmen zur Entwicklung der anderen Flexibi-

1 Vollkosten für einen mittleren Zubau von Windenergie- und PV-Anlagen.

Exemplarische Aufschlüsselung der Mehrkosten/Einsparungen und deren aggregierte Darstellung als Bandbreite

Abbildung 5-1



Eigene Darstellung

litätsoptionen abhängig. Im Rahmen dieser Studie wurde daher bei der Bestimmung der Annahmen zu alternativen Flexibilitätsoptionen in zwei Schritten vorgegangen:

→ 1. In einem ersten Schritt wurde im Rahmen einer Voruntersuchung untersucht, ob bei den Flexibilitätsoptionen in mittelfristiger Perspektive eine klare Priorisierung aus Kostengesichtspunkten möglich ist. Diese Analyse ist im Detail in Abschnitt 3 dargestellt.

Die Ergebnisse zeigen, dass insbesondere der Ausbau der Netzanbindung zu den Nachbarstaaten, die Flexibilisierung der KWK-Anlagen sowie die Zunahme des DSM in den nächsten Jahren einen weit vorteilhafteren Effekt als zusätzliche Stromspeicher auf die Systemgesamtkosten haben werden.

→ 2. In einem zweiten Schritt wurden somit für die Basisszenarien in den Jahren 2023 und 2033 die Annahmen zur Entwicklung der alternativen Flexibilitätsoptionen definiert. Aufgrund der deutlichen Kostenvorteile gegenüber Stromspeichern wurde auf eine Betrachtung von Szenarien, in denen lediglich Stromspeicher und keine alternativen Flexibilitätsoptionen ausgebaut werden, verzichtet. Gleichzeitig kann nicht davon ausgegangen werden, dass die Flexibilitätsoptionen in Zukunft vollumfänglich zur Verfügung stehen. Insbesondere der Ausbau der Netzanbindung an die Nachbarländer hängt von der Akzeptanz der Bevölkerung ab. Weiterhin ist unklar, wie stark sich DSM und andere Flexibilisierungsoptionen technologisch durchsetzen werden.

Aus diesem Grund wurden für die Basisszenarien zwei „Flexibilitätsvarianten" definiert. Dabei wurden für die alternativen Flexibilitätsoptionen jeweils Annahmen zu der Durchdringung getroffen: Zum einen die aus heutiger Sicht wahrscheinliche Entwicklung (Variante *flexibel*) und zum anderen eine um etwa zehn Jahre verzögerte Entwicklung der Flexibilitätsoptionen (Variante *unflexi-*

bel). Die detaillierten Annahmen zur Durchdringung mit Flexibilitätsoptionen sind in Kapitel 8.2 dargestellt. Für das 90-Prozent-Szenario wurde aufgrund der hohen Unsicherheit bezüglich des Ausbaus zukünftiger Flexibilitätsoptionen auf diese Unterscheidung verzichtet und von einer aus heutiger Sicht wahrscheinlichen Entwicklung ausgegangen.

Entsprechend des dargestellten Vorgehens wurden die installierten Mengen der alternativen Flexibilitätsoptionen in jeweiligen Varianten der Basisszenarien als exogene Größen definiert. Die Investitionskosten der Flexibilitätsoptionen haben dabei keinen Einfluss auf die durchgeführten Vergleichsrechnungen, da sie zwischen den betrachteten Varianten mit und ohne zusätzliche Speicher nicht verändert werden.

5.1.3 Verfahren zur Einsatzsimulation des europaweiten Stromerzeugungssystems

Mithilfe einer Einsatzsimulation des Erzeugungs- und Speicherparks, einem sogenannten Marktsimulationsverfahren, wird der europaweite Markt für elektrische Energie und Regelleistung modellhaft und angenähert abgebildet. Das Ziel ist eine Bestimmung der Auswirkungen möglicher Szenarien einer Durchdringung mit EE-Anlagen sowie der Einflüsse unterschiedlicher Varianten eines Speicherzubaus auf den Einsatz der Kraftwerke und bereits bestehender Speicher sowie hieraus resultierender Auswirkungen auf die Erzeugungskosten.

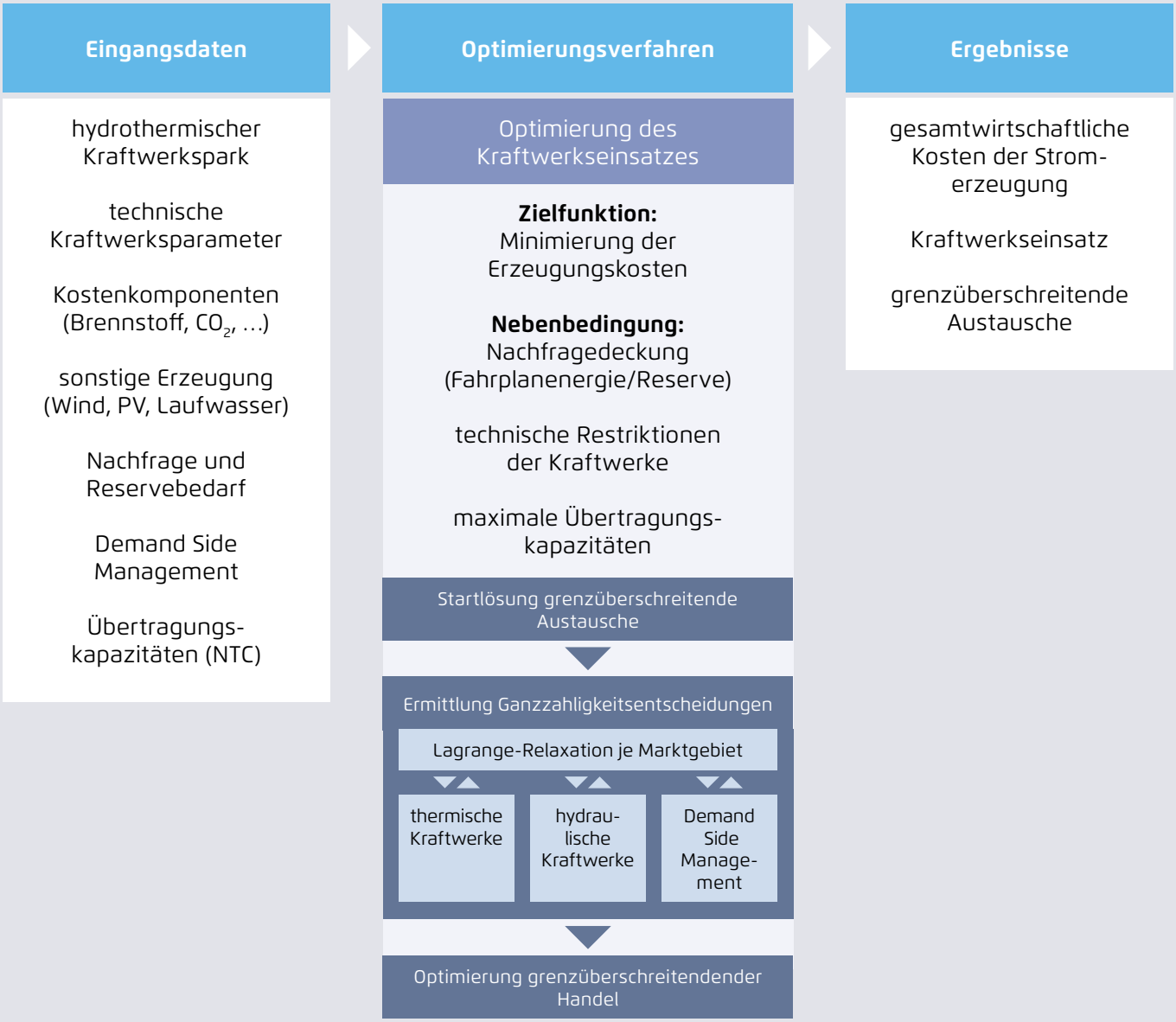
Das verwendete Verfahren wurde am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) an der RWTH Aachen entwickelt (Mirbach, 2009). Die Praxistauglichkeit und Belastbarkeit des Verfahrens wurde in zahlreichen Studien bewiesen. Mithilfe dieses Simulationsverfahrens wird der thermische und hydraulische Kraftwerkseinsatz sowie der Einsatz von Demand Side Management (DSM) unter Berücksichtigung technischer Restriktionen und Nebenbedingungen mit dem Ziel einer Minimierung der gesamten Erzeugungskosten optimiert. Die in dieser Studie zu betrachtenden Kurz- und Langzeitspeicher lassen sich dabei innerhalb dieses Verfahrens mit entsprechend anzupassenden technischen Parametern modellieren. Der geografische Betrachtungsbereich umfasst das gesamte Gebiet des Verbunds der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E).

Der vereinfachte Aufbau des Verfahrens ist in Abbildung 5-2 dargestellt. Zu den benötigten Eingangsparametern zählen im Wesentlichen:

- der europäische Kraftwerks- und Speicherpark inklusive technisch-wirtschaftlicher Parameter jeder einzelnen Anlage (unter anderem Mindest- und Maximalleistungen, Mindestbetriebszeiten und Mindeststillstandszeiten, Wärmeverbrauchskurven, Arbeitsverfügbarkeiten und Brennstoffkosten);
- stundenscharfe Jahresganglinien der Last und der dargebotsabhängigen Erzeugung, wie zum Beispiel aus Sonnenenergie, Biomasse, Windenergie und Laufwasser sowie Jahresganglinie der vorzuhaltenden Regelleistung;
- die zwischen den Marktgebieten zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten (im Rahmen dieses Projektes als Net Transfer Capacities (NTC) modelliert) und
- Potenziale und Arbeitspreise für den Einsatz von Laststeuerungsprozessen im Rahmen des DSM.

Das vorliegende Optimierungsverfahren ermittelt den stundenscharfen Kraftwerks- und Speichereinsatz für ein Jahr unter Berücksichtigung weiterer Flexibilitätsoptionen (Einsatz des DSM, stromgeführte Fahrweise von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen). Die Zielfunktion der Optimierung ist eine Minimierung der Erzeugungskosten bei Einhaltung der Nebenbedingungen der Lastdeckung und Regelleistungsvorhaltung sowie einer Vielzahl weiterer technischer Restriktionen der Kraftwerke und Speicher. Dieses Optimierungsproblem ist aufgrund der Vielzahl der Variablen und Nebenbedingungen sowie der ganzzahligen Einschaltentscheidungen der Kraftwerke sehr komplex. Letztere ergeben sich hierbei als zeitkoppelnde Entscheidungen durch die Berücksichtigung von Mindestleistungen und Mindestzeiten für den Betrieb von thermischen Kraftwerken. Die Lösung des Optimierungsproblems erfolgt daher in drei Stufen:

Einsatzsimulation des Erzeugungs- und Speicherparks — Abbildung 5-2



Eigene Darstellung

→ In der ersten Optimierungsstufe wird zunächst eine Optimierung der Importe und Exporte, nachfolgend gemeinsam Austausch genannt, zwischen den zu berücksichtigenden Marktgebieten durchgeführt. Hierbei werden die thermischen Kraftwerke vereinfacht unter Vernachlässigung der Einschaltentscheidungen optimiert.

→ Das Ergebnis der zweiten Stufe bilden die ganzzahligen Einschaltentscheidungen für die thermischen Kraftwerke. Über einen Ansatz auf Basis einer Lagrange-Relaxation und Lagrange-Dekomposition wird das Gesamtproblem in leichter zu lösende Teilprobleme zerlegt und getrennt optimiert. Die Optimierung des Gesamt-

problems wird hierbei durch Lagrange-Multiplikatoren koordiniert, die diese Teilprobleme koppeln.
→ Abschließend werden in der sogenannten hydrothermischen Energieaufteilung unter Nutzung eines geschlossenen Optimierungsverfahrens auf Basis der zuvor bekannten Ganzzahligkeitsentscheidungen die genauen Einsätze aller Erzeugungsanlagen bestimmt.

Zu den Ergebnissen gehören neben den stunden- und blockscharfen Kraftwerks- und Speichereinsatzplänen sowie der Vorhaltung von Regelleistung ebenfalls die vorgenommenen Nachfrageverschiebungen im Rahmen des DSM, die notwendige Abregelung von Einspeisung aus EE-Anlagen und die variablen Erzeugungskosten für das Gesamtsystem.

5.1.4 Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Stromspeicher

Aufgrund der Substitution konventioneller Kraftwerke durch die Einspeisung aus EE-Anlagen ist davon auszugehen, dass die Bereitstellung von Systemdienstleistung auf Ebene des Übertragungsnetzes in Zukunft vermehrt durch weitere Teilnehmer und Technologien (beispielsweise EE und Speicher) übernommen wird. Systemdienstleistungen lassen sich unterteilen in

→ Regelleistungsreserve zum Ausgleich von Leistungsungleichgewicht (Frequenzhaltung),
→ Schwarzstartfähigkeit für Netzwiederaufbau und Wiederversorgung,
→ Blindleistungsbereitstellung zur Spannungshaltung und
→ Netzentlastung durch regionale Anpassung der Einspeisung (*Redispatch*).

Bei der Analyse des erforderlichen Bedarfs an zusätzlichen Speichern zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen wird zwischen quantitativen und qualitativen Betrachtungen differenziert. Die quantitative Analyse der Einflüsse durch Systemdienstleistungen auf Ebene des Übertragungsnetzes betrachtet die Anforderungen durch den Regelleistungsmarkt. Der weitestgehend transparente und diskriminierungsfreie Regelleistungsmarkt erlaubt jeder technischen Einheit - sofern präqualifiziert[2] - die Vorhaltung und Bereitstellung von Regelleistung.
Die Unterteilung der Regelleistung erfolgt in drei Qualitäten.

Die Bereitstellung von Primärregelleistung stellt aufgrund der sehr kurzfristigen Aktivierung hohe technische Anforderungen an die Erzeugungseinheiten gemäß des Transmission Codes (VDN: TransmissionCode, 2007). Jedoch handelt es sich zum einen hierbei nur um eine geringe vorzuhaltende Leistung (circa 500 bis 600 Megawatt in Deutschland, 3 Gigawatt in Europa) und zum anderen werden zukünftig weitere technologische Möglichkeiten (beispielsweise Batteriespeicher) zur effizienten Bereitstellung von Primärregelleistung vorliegen. Im Folgenden wird daher im Rahmen der quantitativen Analysen die Primärregelleistung nicht weiter betrachtet.

Die Nachfrage nach der zeitlich nachgelagerten Sekundärregelleistung und Minutenreserve ist durch die Unsicherheit im Stromerzeugungssystem festgelegt. Aufgrund des hohen Anteils an EE am Erzeugungsmix sind insbesondere die Abweichungen zwischen der Einspeiseprognose und der tatsächlichen Einspeisung für den Regelleistungsbedarf ausschlaggebend.

Die Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs für Sekundärregelleistung und Minutenreserve erfolgt unter anderem auf Basis der Prognosegüte für Einspeisungen aus Windenergie- und PV-Anlagen (Breuer, et al., 2013). Im Rahmen der Untersuchungen wird von den aktuellen Produkt- und Handelszeiträumen abstrahiert, sodass in Abhängigkeit der Höhe der Prognose und der erwarteten Güte eine stündlich vorzuhaltende Regelleistung abgeleitet wird.

Die Vorhaltung der Regelleistung bestimmt sich gesamtkostenminimal durch die präqualifizierten Erzeugungseinheiten im betrachten System. Durch die Bereitstellung von Regelleistung sind die technischen Einheiten hierbei in ihrem Betrieb eingeschränkt. So muss bei der Vorhal-

2 technische Prüfung der Eignung zur Vorhaltung von Regelleistung und Lieferung von Regelenergie durch die Übertragungsnetzbetreiber

tung von positiver Regelleistung die tatsächliche Leistung der Erzeugungsanlage von der jeweiligen Nennleistung abweichen, sodass die Erzeugungsanlage in einem Arbeitspunkt mit höheren spezifischen Erzeugungskosten zu betreiben ist. Weiterhin ist zur Vorhaltung negativer Regelleistungen ein Betrieb von Erzeugungsanlagen erforderlich. Somit erfolgt aus Sicht des Gesamtsystems die Vorhaltung von Regelleistung in Abhängigkeit der jeweiligen Opportunitätskosten, die sich durch die Kosten zur Lastdeckung bei Einsatz alternativer Anlagen ergeben.

Zur quantitativen Bewertung wird in dieser Studie eine Variation der Prognosegüte von Einspeisungen aus Windenergie- und PV-Anlagen vorgenommen, um zu untersuchen, ob durch den hierdurch höheren Bedarf an vorzuhaltender Reserveleistung die Anforderung an zusätzliche Stromspeicher entsteht. Hierbei wird der Einfluss zusätzlicher Stromspeicher an der Veränderung der Erzeugungskosten des gesamten Stromerzeugungssystems gegenüber dem Referenzszenario ohne zusätzliche Speicheranlagen gemessen. Ein Vergleich mit der möglichen Einsparung ohne erhöhte Regelleistungsanforderungen zeigt die zusätzlichen Herausforderungen zur Regelleistungsbereitstellung auf.

Der Einfluss von Speichertechnologien auf die weiteren Systemdienstleistungen erfolgt im Rahmen einer qualitativen Betrachtung (vgl. Kapitel 6). Anhand der technischen Charakteristika von Speichertechnologien werden theoretische Potenziale für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen abgeschätzt und die Anforderungen der Systemdienstleistungen dargestellt.

5.2 Szenarien und Annahmen

Im Rahmen dieser Studie wird eine quantitative Bewertung der gesamtwirtschaftlichen Effekte von Stromspeichern im europäischen Stromerzeugungssystem durchgeführt. Aufgrund der unsicheren Entwicklung im mittel- und langfristigen Zeitbereich wird diese Bewertung auf Basis von Szenarien durchgeführt. Auf die Grundlagen dieser Szenarien und das Untersuchungsprogramm wird folgend detaillierter eingegangen.

5.2.1 Szenarienrahmen

Ein Szenario zur Entwicklung des Erzeugungssystems in Europa umfasst Erwartungen zum konventionellen Erzeugungspark – bestehend aus thermischen und hydraulischen Kraftwerken inklusive Kraft-Wärme-Kopplung – sowie zum Ausbau von Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien (Windenergie, Solarenergie, Laufwasser, Biomasse etc.). Weiterhin wird für den gesamten Betrachtungsbereich eine Erwartung zur Entwicklung der Nachfrage nach elektrischer Energien, der Jahreshöchstlast sowie der Flexibilität der Nachfrage im Rahmen der Laststeuerung vorgegeben. Zudem werden Annahmen über die Entwicklung von Brennstoffpreisen und Übertragungskapazitäten zwischen den Marktgebieten definiert.

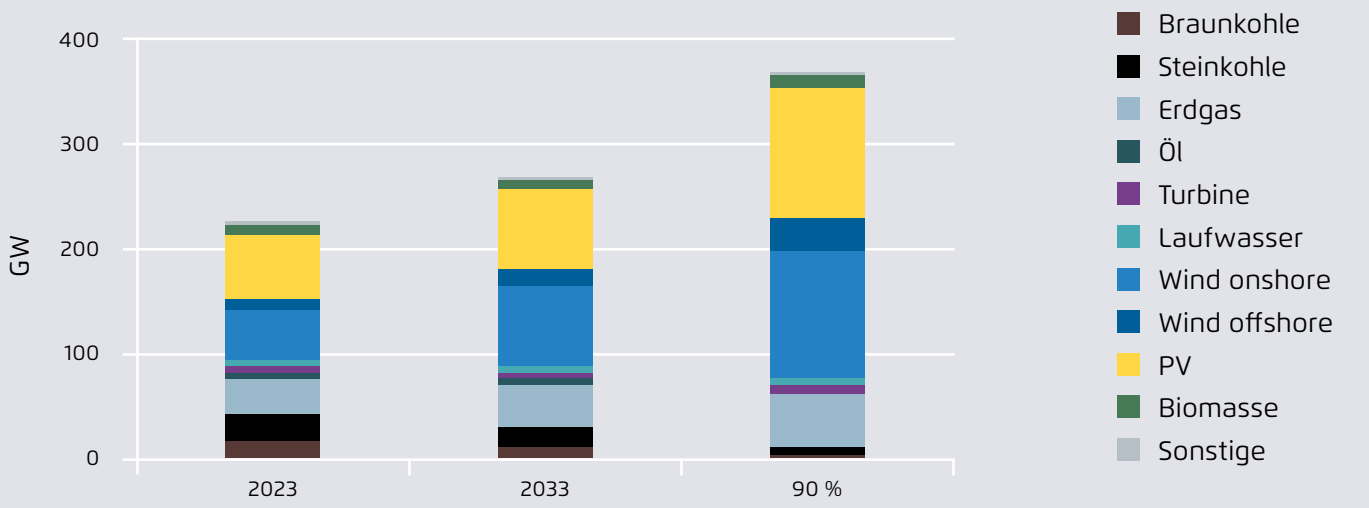
Im Rahmen dieser Studie werden zur Abbildung der mittel- und langfristigen Entwicklung drei Stützjahre betrachtet. Als Stützjahre werden die Jahre 2023 und 2033 sowie ein regenerativ geprägtes Szenario mit einem Anteil der regenerativen Einspeisung am Bruttostromverbrauch von etwa 90 Prozent in Deutschland verwendet. Als Grundlage dieser Basisszenarien dienen der Netzentwicklungsplan 2013 (Bundesnetzagentur, 2013) der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber sowie die Beschlüsse des Koalitionsvertrags der aktuellen deutschen Bundesregierung[3]. Abbildung 5-3 und Tabelle 8-5 zeigen die angenommenen installierten Erzeugungsleistungen in Deutschland differenziert nach Technologie für jedes Basisszenario.

Das Basisszenario 2023 orientiert sich am Referenzszenario B2023 des Netzentwicklungsplans 2013. Die installierte Leistung der konventionellen thermischen Erzeugungsanlagen beträgt etwa 82 Gigawatt. Die EE-Leistung beläuft sich auf 134 Gigawatt, wobei der größte Anteil durch die Photovoltaik- und Windenergieanlagen bereitgestellt wird. Der Anteil der EE-Einspeisung am Bruttostromverbrauch beträgt in Deutschland 43 Prozent.

Das zweite Basisszenario 2033 basiert ebenfalls auf dem Szenario B2033 des Netzentwicklungsplans 2013. Ge-

3 *Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD*: Deutschlands Zukunft gestalten

Annahmen zur installierten Leistung der Erzeugungsanlagen in Deutschland — Abbildung 5-3



Eigene Darstellung

genüber dem Jahr 2023 wird Erzeugungsleistung aus Öl-, Braunkohle- und Steinkohle befeuerten Kraftwerken durch den Zubau von Erzeugungsleistung aus Gasturbinen sowie Gas- und Dampfturbinen substituiert. Die Erzeugungsleistung basierend auf fossilen Brennstoffen beläuft sich auf etwa 76 Gigawatt in Deutschland. Die installierte Leistung an EE-Anlagen wird vorwiegend durch Windenergie- und PV-Anlagen erhöht und weist im Szenario eine installierte Summenleistung von etwa 185 Gigawatt auf. Lediglich 15 Gigawatt werden durch Biomasse, Laufwasser und sonstige regenerative Energieträger bereitgestellt. Die EE-Einspeisung deckt in diesem Szenario bereits 60 Prozent des Bruttostromverbrauchs in Deutschland.

Weiterhin wird ein 90-Prozent-Basisszenario mit einer hohen EE-Durchdringung untersucht. Dieses Szenario wird zeitlich in etwa um das Jahr 2050 eingeordnet. Hierzu werden die installierten Leistungen der EE-Anlagen gemäß der Beschlüsse des Koalitionsvertrags extrapoliert. Weiterhin werden Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke gemäß einer angenommen Laufzeit von 45 Jahren außer Betrieb genommen (dena, 2010). Selbige Methodik wurde ebenfalls für durch Öl befeuerte Kraftwerke mit einer Laufzeit von 40 Jahren angewendet. Es handelt sich somit um ein Szenario, in dem kein Neubau von Kohlekraftwerken unterstellt wird, bestehende Anlagen allerdings weiterhin in Benutzung bleiben. Die verbleibende Erzeugungsleistung aus Erdgas wird in Abhängigkeit der Laufzeit modernisiert. Um ausgehend von dem Szenario 2033 im *90-Prozent-Szenario* weiterhin eine gesicherte Leistung derselben Größenordnung bereitzustellen, werden Gasturbinen mit einer installierten Leistung von etwa 21 Gigawatt unterstellt.

Für alle betrachteten Szenarien wird von einer konstanten Nachfrage nach elektrischer Energie in Deutschland ausgegangen, sodass sich Einsparungen durch Energieeffizienzmaßnahmen und steigende Nachfrage durch neue Verbraucher, wie beispielsweise Elektrofahrzeuge, ausgleichen. Der jährliche Bruttostromverbrauch wird gemäß (Bundesnetzagentur, 2013) mit 561,1 Terawattstunden pro Jahr bei einer Jahreshöchstlast von 84,8 Gigawatt angenommen.

Die Annahmen zur installierten Leistung von konventionellen Kraftwerken und EE im europäischen Ausland für die Jahre 2023 und 2033 werden gemäß diverser öffentlicher Quellen parametriert (ENTSO-E SOAF, 2012), (Eurelectric, 2009) (Eurelectric, 2012) (EPIA, 2012). Für die Annahmen zum Ausbau der EE in Europa bis zum Jahr 2033 wurden dabei entsprechend dem in (consentec, 2013) gewählten Vorgehen Prognosen der europäischen Erneuerbare-Energien-Verbände verwendet. Für das *90-Prozent-Szenario* werden in Frankreich ein Rückbau der Kernkraftwerke nach einer Laufzeit von 60 Jahren und eine äquivalente Substitution durch Gasturbinen und GuD-Kraftwerke unterstellt. Bezüglich des Ausbaus von EE-Anlagen wird angenommen, dass alle anderen Länder in Europa in der Zeit nach 2033 ähnliche Ausbauraten wie Deutschland aufweisen. Damit ergibt sich aggregiert im gesamten Betrachtungsbereich ein EE-Anteil an der Bruttostromnachfrage[4] von 22 Prozent im Jahr 2023, 39 Prozent im Jahr 2033 und 59 Prozent im langfristigen Szenario. Die installierten Leistungen für alle Länder im Betragungsbereich sind in Tabelle 8-7 dargestellt.

Die Annahmen zu den Brennstoffpreisen in den Jahren 2023 und 2033 orientieren sich am Netzentwicklungsplan 2013 der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Bundesnetzagentur, 2013). Die Brennstoffpreise im Jahr 2050 werden gegenüber dem Jahr 2033 als konstant angenommen. Für den CO_2-Zertifikatspreis wird hingegen für das Jahr 2050 ein Wert von 75 Euro pro Tonne gemäß der Leitstudie 2011 des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Nitsch, 2012) berücksichtigt.

Bei der Bereitstellung von Flexibilität wird zwischen den jeweiligen Alternativen unterschieden. Im betrachteten Erzeugungssystem werden die folgenden Flexibilitätsoptionen betrachtet:

→ **Flexibilitätsparameter fossil befeuerter Kraftwerke**
Die Flexibilität konventioneller Kraftwerke ist bestimmt durch deren minimale Erzeugungsleistung im Teillastbetrieb sowie die Mindestzeiten, die beim Stillstand und Betrieb einzuhalten sind. Weiterhin weisen konventionelle Kraftwerke technologieabhängig beschränkte Leistungsänderungsgeschwindigkeiten auf, die jedoch im unterstellten Zeitbereich und Zeitraster keine begrenzende Restriktion darstellen.

→ **Stromgeführter Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen**
Bei fossil und mit Biomasse befeuerte Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) werden die Betriebsarten der wärme- und stromorientierten Fahrweise unterschieden. Der wärmgeführte Einsatz ist durch die zu deckende Wärmenachfrage bestimmt. Die Abbildung der Einspeisung der Anlagen erfolgt in Abhängigkeit der stündlichen Wärmenachfrage. Beim stromgeführten Betrieb erfolgt der Einsatz marktbasiertgesteuert, wobei als Freiheitsgrade zur Deckung der Wärmelast bei stromorientierten Anlagen ein thermischer Speicher, ein Heizkessel zur ausschließlichen Wärmebereitstellung und ein Elektroheizer zur Wärmeerzeugung aus elektrischer Energie berücksichtigt werden.

→ **Steuerung der Nachfrage nach elektrischer Energie**
Bei der Verschiebung der Nachfrage nach elektrischer Energie im Rahmen des *Demand Side Managements* (DSM) werden verschiedene Kategorien der Steuerung berücksichtig. Einzelne DSM-Prozesse sind durch die Leistungspotenziale und spezifischen Arbeitspreise bestimmt. Die europäischen DSM-Potenziale werden entsprechend dem deutschen DSM-Anteil gemessen an der Jahreshöchstlast übernommen.

→ **Übertragungskapazitäten zwischen Marktgebieten**
Die Übertragungskapazitäten der Kuppelleitungen zwischen den betrachteten Marktgebieten werden gemäß den erwarteten Ausbauprojekten des *Ten-Year-Network-Development-Plan* (ENTSO-E, 2012) der ENTSO-E bestimmt. Zur Berücksichtigung von Verzögerungen beim Ausbau der Kuppelleitungen finden verschiedene Referenzjahre in Abhängigkeit der erwarteten Flexibilität

4 bezogen auf Bruttostromnachfrage in Gesamteuropa unter Annahme desselben Verhältnisses von Brutto- zu Nettostromnachfrage wie in Deutschland

Berücksichtigung. Auf diese wird folgend in Abschnitt 5.2.2.1 genauer eingegangen.

Im Rahmen der Studie wird für die Stützjahre eine unterschiedliche Durchdringung an Flexibilitätsoptionen angenommen, auf die im Folgenden genauer eingegangen wird.

5.2.2 Untersuchungsprogramm und Szenarien

5.2.2.1 Basisszenarien und Varianten

Für die Stützjahre 2023 und 2033 wird neben dem erwarteten Ausbau auch ein verzögerter Ausbau alternativer Flexibilitätsoptionen betrachtet (vgl. Kapitel 5.1.2). Daher ergeben sich für diese Basisszenarien jeweils zwei Varianten *flexibel* und *unflexibel*. Für das 90-Prozent-Szenario wird hingegen eine erwartete Entwicklung des Ausbaus alternativer Flexibilitätsoptionen abgebildet. Die Namen der Basisszenarien geben dabei Auskunft über den Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland beziehungsweise Europa.

43 Prozent/22 Prozent flexibel

→ Als Basisszenario dient das Stützjahr 2023.

→ Zubau von Flexibilitäten (unter anderem *Demand Side Management* und Kraft-Wärme-Kopplung) und Entwicklung des Erzeugungssystems in den nächsten zehn Jahren gemäß der Erwartungen aus aktuellen Studien – inklusive (Kreuder, et al., 2013), (Klobasa, 2007) und (Stadler, 2006), (dena, 2005) – sowie Experteninterviews.

→ Berücksichtigung von zusätzlichen Netzkuppelleitungen mit einem erwarteten Fertigstellungstermin vor dem Jahr 2017 gemäß der deutschen und europäischen Netzentwicklungspläne (Bundesnetzagentur, 2013) und (ENTSO-E, 2012).

43 Prozent/22 Prozent unflexibel

→ Es findet ein stark verzögerter Ausbau von Flexibilitäten statt. Nur die bestehenden Flexibilitäten des Jahres 2013 sind vorhanden (*Demand Side Management*, Kraft-Wärme-Kopplung, thermische Kraftwerke).

→ Nur Netzkuppelleitungen mit einem erwarteten Fertigstellungstermin vor dem Jahr 2015 finden Berücksichtigung.

60 Prozent/40 Prozent flexibel

→ Als Basisszenario dient das Stützjahr 2033.

Speichervarianten aus Kurz- und Langzeitspeichern für die verschiedenen Szenarien, dargestellt in der angesetzten Speicherleistung in Gigawatt — Tabelle 5-1

		43 %/22 %		**60 %/40 %**		**90 %/60 %**	
Speicherklasse		Kurzzeit-speicher	Langzeit-speicher	Kurzzeit-speicher	Langzeit-speicher	Kurzzeit-speicher	Langzeit-speicher
Minimum		2	1	3	3	7	8
Maximum		8	2	16	6	36	16
Kombination 0 – Minimum - Maximum	1	0	1	0	3	0	8
	2	2	0	3	0	7	0
	3	2	1	3	3	7	8
	4	8	1	16	3	36	8
	5	2	2	3	6	7	16

Eigene Darstellung

- → Zubau von Flexibilitätspotenzialen entspricht den Erwartungen aktueller Studien an Zubau und Modernisierung in den nächsten 20 Jahren.
- → Berücksichtigung von zusätzlichen Netzkuppelleitungen zur Verstärkung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität mit einem erwarteten Fertigstellungstermin vor dem Jahr 2023.

60 Prozent/40 Prozent unflexibel

- → Verzögerter Ausbau von Flexibilitätsoptionen. Es werden nur die im Szenario 43 Prozent/22 Prozent flexibel realisierten Optionen angenommen.

90 Prozent/60 Prozent

- → Abschätzung der Flexibilitätspotenziale in 30 bis 40 Jahren orientiert an Zubau- und Modernisierungsraten.
- → Anpassung der Übertragungskapazitäten gemäß erwarteter Ausbauplanung von Leitungen zwischen den Marktgebieten bis zum Jahr 2033 gemäß den deutschen und europäischen Netzentwicklungsplänen.

Die detaillierten Annahmen zum Ausbau der einzelnen Flexibilitätsoptionen können aus Kapitel 8.2.3 entnommen werden. Für die dargestellten Varianten der Basisszenarien wird im Rahmen dieser Studie der zukünftige Speicherbedarf analysiert. Hierzu werden die folgend beschriebenen Speichervarianten abgetastet.

5.2.2.2 Speichervarianten

Um den Einfluss von zusätzlichen Stromspeichern auf die Systemgesamtkosten zu analysieren, wurden verschiedene Speichervarianten für die jeweiligen Szenarien entworfen.

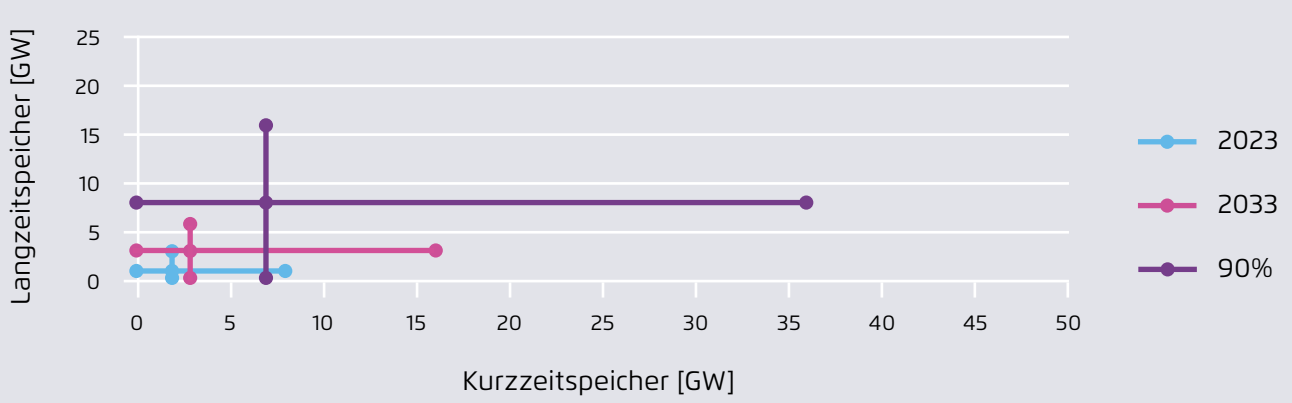
Hierzu werden je Basisszenario verschiedene Kombinationen an Kurz- und Langzeitspeichern betrachtet. Beide Speicherklassen werden, wie in Tabelle 5-1 und Abbildung 5-4 illustriert, in verschiedenen Varianten derart miteinander kombiniert, dass in fünf Kombinationen die maximale Aussagekraft durch den gegenseitigen Ergebnisvergleich zu erhalten ist.

In Abbildung 5-4 ist zu sehen, dass sich aus den fünf Arbeitspunkten jeweils ein Kreuz ergibt. Dadurch entstehen für jedes Ausbauziel drei Varianten für Kurzzeit- und Langzeitspeicher, sodass eine Ergebnistendenz abgeleitet werden kann.

Die Zahlenwerte selbst orientieren sich an Untersuchungen von den Autoren und von anderen Wissenschaftlern. Die Punkte, an denen Rechnungen zum konkreten

Varianten des Speicherzubaus, die in ihrer Wirkung auf die Systemgesamtkosten untersucht werden

Abbildung 5-4



Eigene Darstellung

Speicherbedarf durchgeführt werden, wurden so gewählt, dass eine möglichst gute Abdeckung des auf Basis von Voruntersuchungen erwarteten Optimalbereichs erfolgt. Bei unbegrenzter Verfügbarkeit von Ressourcen für die Simulationen, würde man die Dichte der Arbeitspunkte weiter erhöhen.

Für die Klasse der Kurzzeitspeicher wurde die Bandbreite der untersuchten Punkte auf Basis der Expertise des ISEA (RWTH Aachen) erstellt. Für Kurzzeitspeicher wurden in dem Szenariojahr 2023 die Punkte 0, 2 und 8 Gigawatt, in dem Szenariojahr 2033 0, 3 und 16 Gigawatt und im Szenario *90 Prozent/60 Prozent* 0, 7 und 36 Gigawatt untersucht.

Für die Klasse der Langzeitspeicher wurde die Bandbreite der untersuchten Punkte auf Basis der Expertise des FENES (OTH Regensburg) erstellt. Dazu wurden verschiedene 85-bis-100-Prozent-EE-Szenarien ((UBA, 2014) und (Nitsch, 2012)) und eine Dissertation zu *Power-to-Gas* (PtG) herangezogen (Jentsch, 2014). In letzterer wird *Power-to-Gas* umfangreich im Kontext mit alternativen Flexibilitätsoptionen wie dem Netzausbau oder *Power-to-Heat* in einem Szenario mit einem EE-Anteil von 85 Prozent an der deutschen Stromerzeugung auf technische, gesamtwirtschaftliche und betriebswirtschaftliche Parameter hin verglichen. Dort wird ein systemoptimaler Anwendungsbereich von PtG-Stromspeichern von 6 bis 16 Gigawatt identifiziert.

Diese Arbeiten dienen als Ausgangspunkt für die beiden Speichervarianten im Szenario *90 Prozent/60 Prozent*, in denen neben 0 Gigawatt installierter PtG-Leistung in der mittleren Variante 8 Gigawatt und eine maximale Leistung von 16 Gigawatt gewählt wurden. Für die beiden Szenarien wird bis zu dieser Bandbreite im Szenario *90 Prozent/60 Prozent* ein Korridor von 0, 1 und 2 Gigawatt im Szenariojahr 2023 und 0, 3 und 6 Gigawatt im Szenariojahr 2033 aufgespannt. Zur Einordnung dieser mittelfristigen Werte dient eine Abschätzung von industriellen Akteuren im Bereich *Power-to-Gas*. Diese prognostizieren bis 2020 einen Ausbau von einem Gigawatt *Power-to-Gas*-Einspeicherleistung (dena, 2013).

5.3 Ergebnis Speicherbedarf auf Ebene des Übertragungsnetzes

Die Studie leitet den Speicherbedarf im Stromerzeugungssystem aus der gesamtwirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit ab. Dazu werden in den folgenden Absätzen die Erzeugungssituationen, die gesamtwirtschaftlichen Mehrkosten oder Einsparungen durch Stromspeicher und der Einfluss der Regelleistungsbereitstellung diskutiert. Weiter werden die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen verschiedener Flexibilitätsoptionen im mittelfristigen Zeitbereich vorgestellt, die im Rahmen einer Voruntersuchung ermittelt wurden.

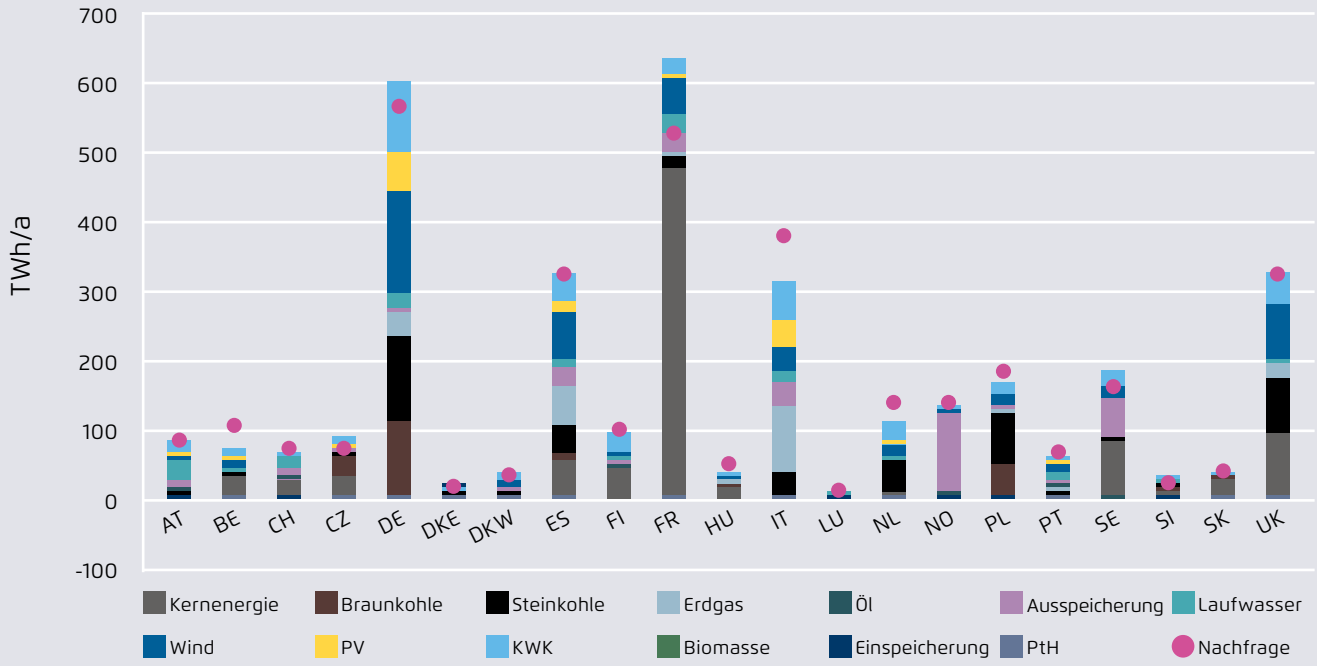
5.3.1 Erzeugungssituation in den Basisszenarien und Varianten

Zu den folgenden Analysen der Speichervarianten werden zunächst die Basisszenarien und deren Varianten, also das europäische Erzeugungssystem ohne Berücksichtigung zusätzlicher Speicher, betrachtet. Diese bilden jeweils das Referenzsystem für die folgenden Vergleiche mit den Szenarien mit zusätzlichen Speichervarianten. Bestehende Speichertechnologien (insbesondere hydraulische Speicherkraftwerke) finden in diesen Basisszenarien bereits Berücksichtigung, wobei kein Ausbau aktuell vorliegender Projekte unterstellt ist.

Die Energiebilanz des Szenarios *43 Prozent/22* Prozent flexibel ist in Abbildung 5-5 dargestellt. Es zeigt sich, dass ein hoher Anteil der Erzeugung aus grundlastfähigen Kraftwerken mit Kernenergie und Braunkohle als Primärenergieträger stammt. Deutschland und Frankreich weisen einen Erzeugungsüberschuss auf, welcher zur Nachfragedeckung in anderen Marktgebieten verwendet wird. Die Erzeugung aus mit Erdgas befeuerten Kraftwerken liegt auf einem geringen Niveau und findet vorwiegend Einsatz in Italien und Spanien. Norwegen und Schweden weisen die höchsten Anteile hydraulischer Erzeugung an der jeweiligen Erzeugung des Marktgebietes auf. Die Erzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland ist mit unter drei Terawattstunden pro Jahr hingegen sehr gering. Der EE-Anteil beläuft sich – gemessen an der Bruttostromnachfrage – in Deutschland auf 43 Prozent. Der Ausbau der

Referenzszenario – Erzeugungssituation 43 Prozent/22 Prozent flexibel

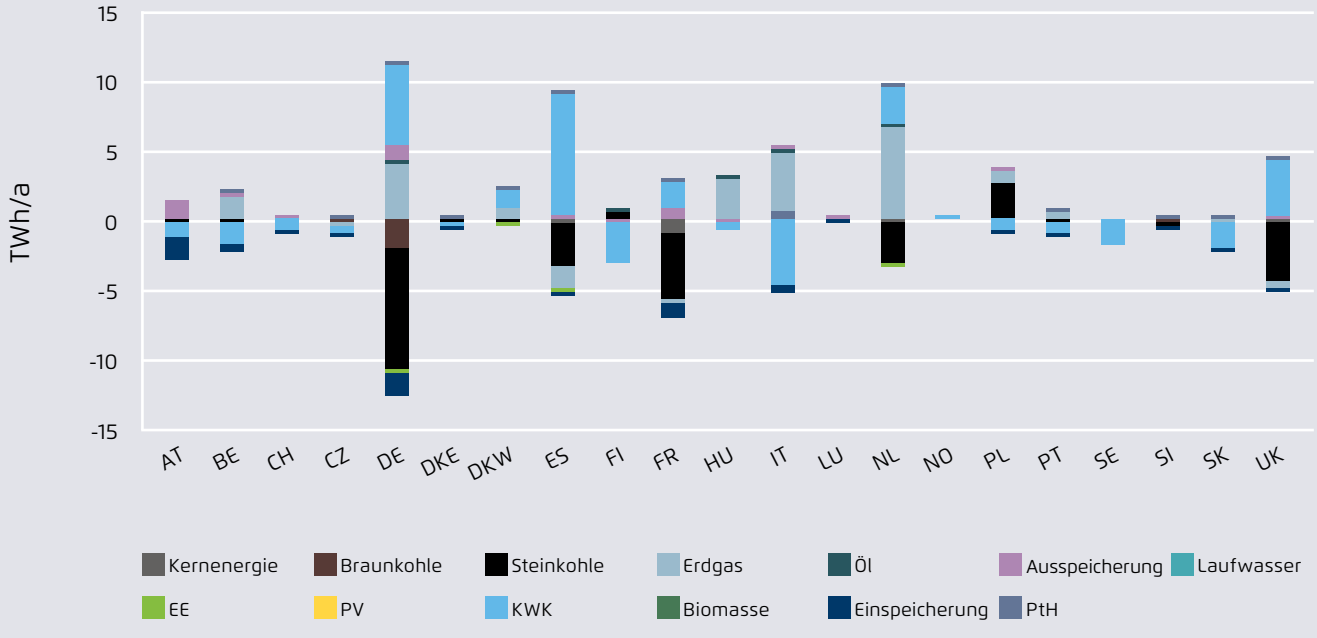
Abbildung 5-5



Eigene Darstellung

Veränderung der Erzeugungssituation 43 Prozent/22 Prozent unflexibel gegenüber Referenzszenario

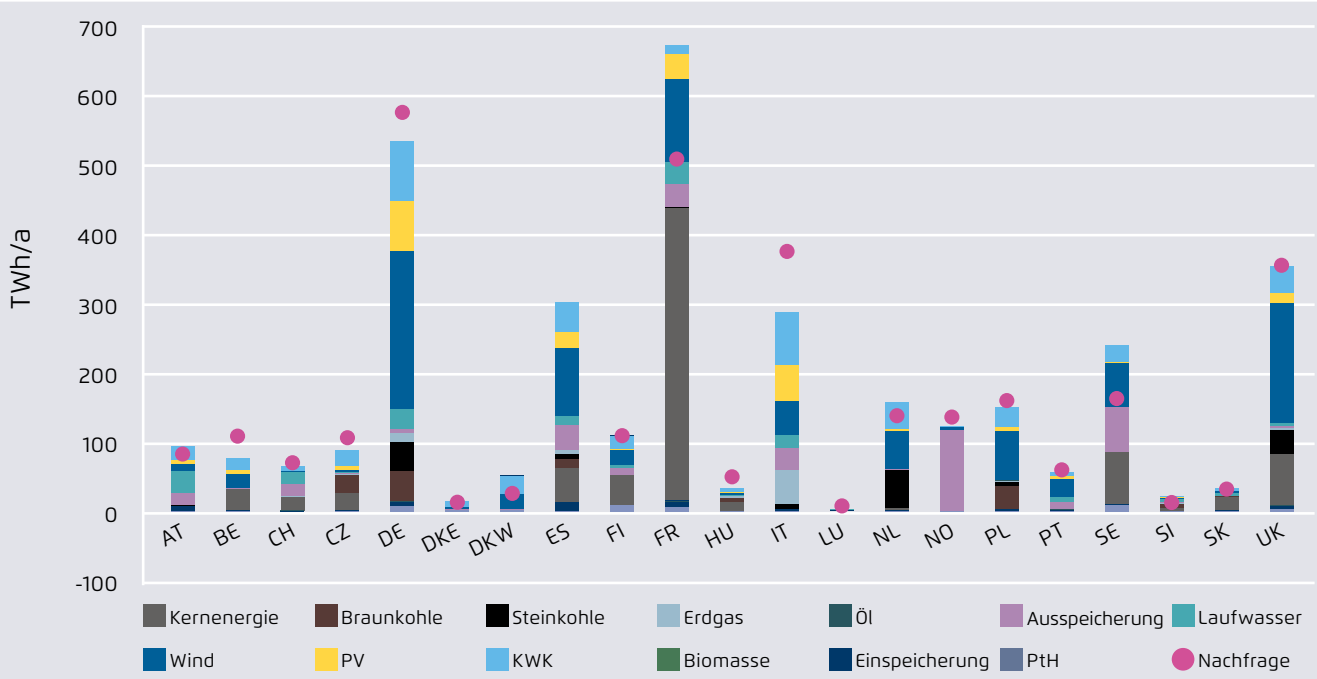
Abbildung 5-6



Eigene Darstellung

Referenzszenario – Erzeugungssituation 60 Prozent/40 Prozent flexibel

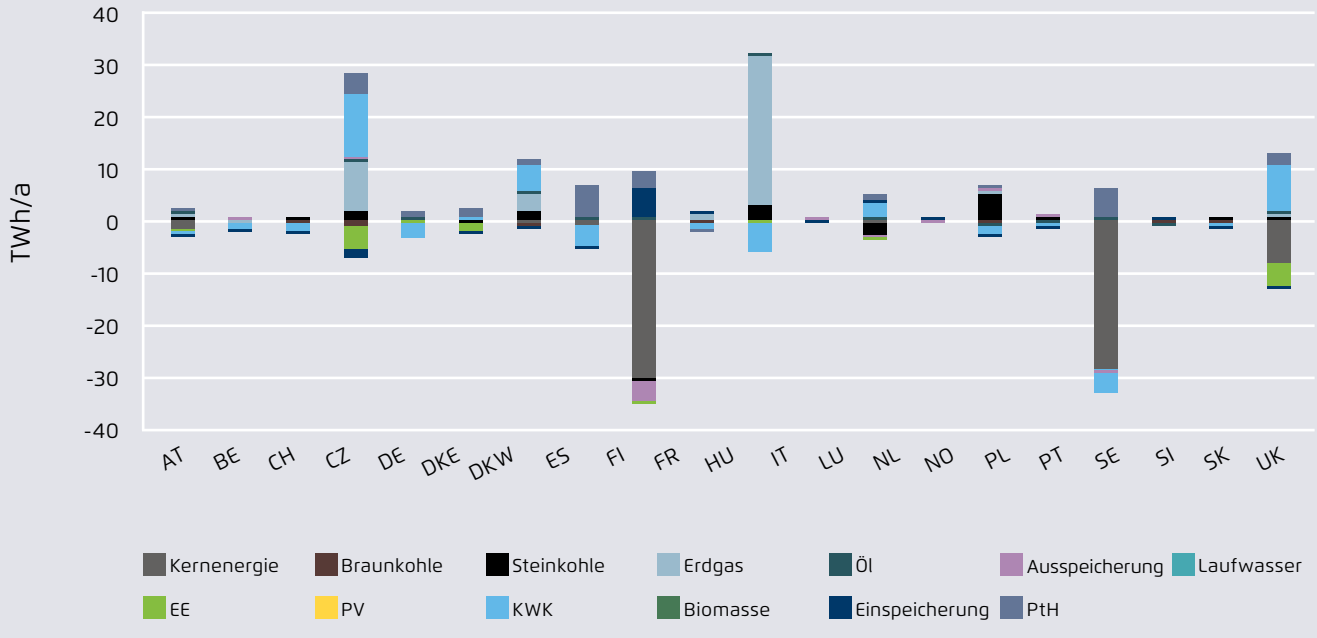
Abbildung 5-7



Eigene Darstellung

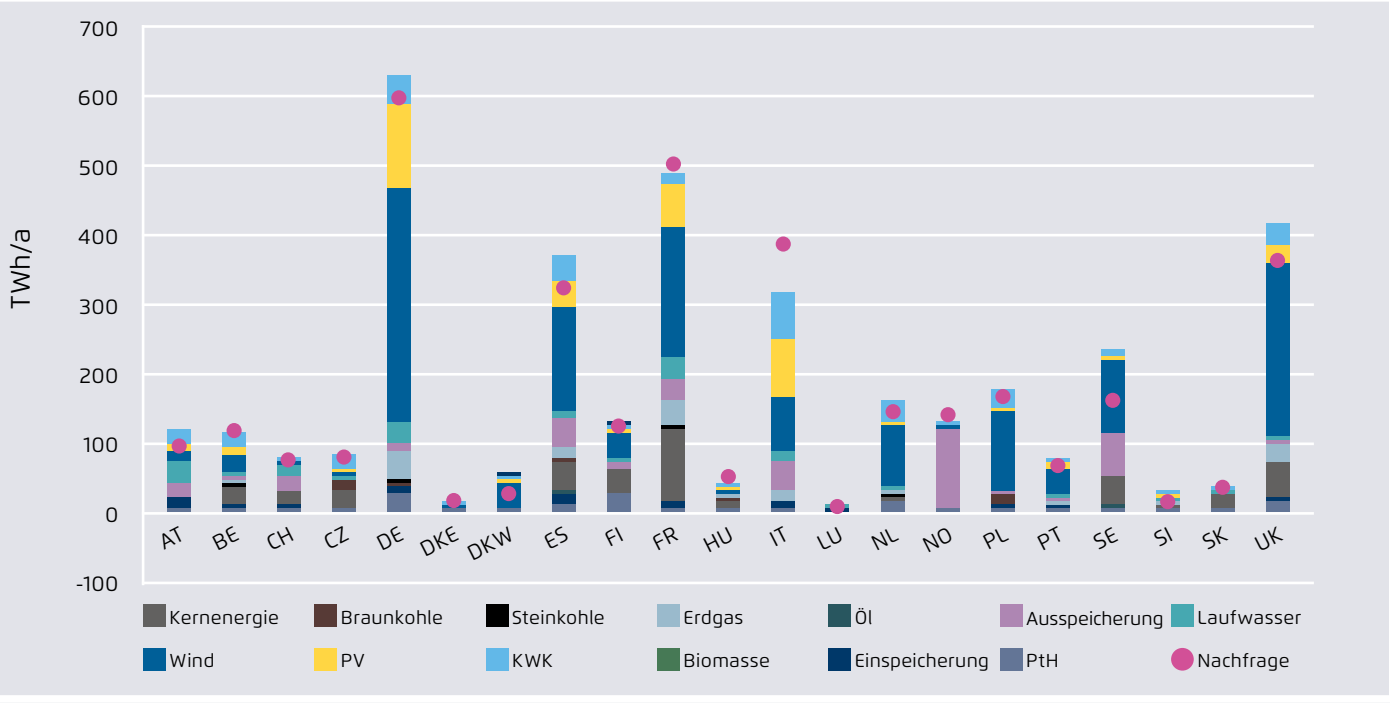
Veränderung der Erzeugungssituation 60 Prozent/40 Prozent unflexibel gegenüber Referenzszenario

Abbildung 5-8



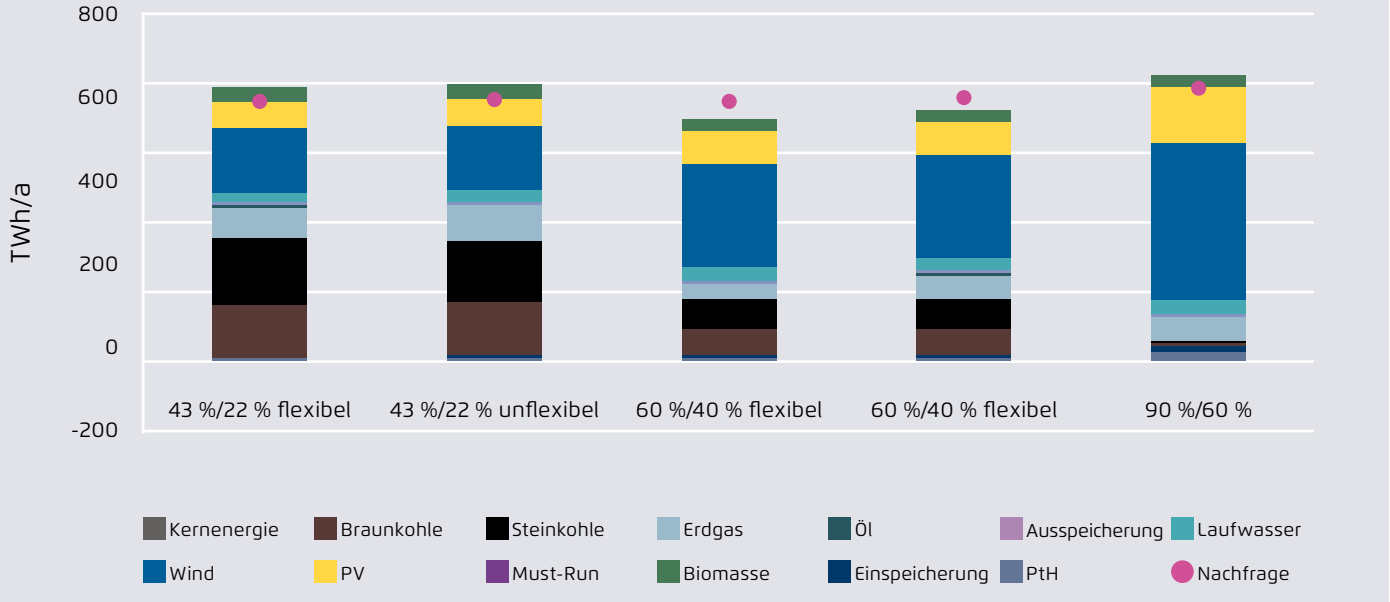
Eigene Darstellung

Referenzszenario – Erzeugungssituation 90 Prozent/60 Prozent flexibel — Abbildung 5-9



Eigene Darstellung

Vergleich Erzeugung Deutschland in den Referenzszenarien — Abbildung 5-10



Eigene Darstellung

EE im europäischen Ausland ist geringer als in Deutschland, was in einem EE-Anteil im gesamten Betrachtungsbereich von 22 Prozent resultiert.

Im Vergleich zeigt Abbildung 5-6 die Veränderung der Energiebilanz unter der Annahme eines reduzierten Flexibilitätspotenzials (vgl. Abschnitt 2.5.3 sowie 5.2) im Stützjahr 2023 zwischen den Szenarien *43 Prozent/22 Prozent flexibel* und *43 Prozent/22 Prozent unflexibel*. Hierbei ist positiv eine höhere Erzeugung und negativ eine Reduktion der Erzeugung dargestellt. Es zeigt sich eine Zunahme der Erzeugung aus Gaskraftwerken und hydraulischen Kraftwerken bei gleichzeitigem Rückgang der Erzeugung aus Stein- und Braunkohlekraftwerken. Als Folge restriktiverer Einsatzbedingungen für grundlastfähige Kraftwerke wie höheren Mindestlaufzeiten und Minimalleistungen wird die verbleibende flexible Leistung aus Erdgas befeuerten Kraftwerken und hydraulischen Pumpspeicherkraftwerken gedeckt.

Die steigende Einspeisung aus EE-Anlagen im Stützjahr 2033, *60 Prozent/40 Prozent flexibel,* führt zur Substitution der fossil gefeuerten Grundlastzeugung in Deutschland. Gleichzeitig resultiert der steigende Anteil der EE in Europa in einem erhöhten Handelsaustausch zwischen den Marktgebieten. Gegenüber der Erzeugungssituation *43 Prozent/22 Prozent flexibel* wird Deutschland zum Nettoimporteur. Weiterhin ist in Ländern mit einer hohen absoluten Einspeisung aus EE zu erkennen, dass sowohl bereits bestehende Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke als auch die Umwandlung von elektrischer zu thermischer Energie, sogenanntes *Power-to-Heat*, als Flexibilität genutzt werden.

Mit der Reduktion der Flexibilität im Erzeugungssystem wird die Integration der Einspeisung aus EE erschwert (siehe Abbildung 5-8). Allgemein zeigt sich im Szenario *60 Prozent/40 Prozent* unflexibel gegenüber dem Szenario *60 Prozent/40 Prozent flexibel* eine Abnahme der Grundlasterzeugung aus Kernenergie und eine Zunahme der Mittel- und Spitzenlasterzeugung aus mit Steinkohle und Erdgas gefeuerten Kraftwerken. Aufgrund mangelnder Leistungsverschiebepotenziale kommt es vornehmlich in Deutschland und Großbritannien zur vermehrten Abregelung von Einspeisung aus EE-Anlagen. Somit können weniger EE zur Nachfragedeckung verwendet werden, da diese vermehrt aufgrund der mangelnden Flexibilität des verbleibenden Erzeugungsparks abgeregelt werden müssen. Zudem verringert sich der Einsatz der Kernkraftwerke in Europa bei zunehmendem Einsatz von Mittel- und Spitzenlastkraftwerken, wodurch die Erzeugung aus den Primärenergieträgern Kohle und Erdgas zunimmt. Zusätzliche Flexibilität wird durch hydraulische Speicher bereitgestellt, deren Erzeugung gegenüber der Variante *60 Prozent/40 Prozent unflexibel* um etwa 15 Prozent auf 7,3 Terawattstunden pro Jahr gestiegen ist.

Die Erzeugungssituation *90 Prozent/60 Prozent* ist stark regenerativ geprägt und weist einen sehr geringen Einsatz thermischer Kraftwerke auf (vgl. Abbildung 5-9). Zur Bereitstellung von Flexibilität werden vermehrt die bestehenden hydraulischen Speicher und *Power-to-Heat*-Anlagen genutzt. Die Einspeisung der EE-Anlagen führt insgesamt zu einer reduzierten Erzeugung von Kern- und Erdgaskraftwerken.

Abbildung 5-10 stellt die Erzeugungssituationen für die fünf untersuchten Szenarien sortiert nach Primärenergieträgern in Deutschland gegenüber. Der Einfluss einer erhöhten Flexibilität ist im Stützjahr 2023 relativ gering, da bei einem EE-Anteil am Bruttostromverbrauch von 43 Prozent selbst das unflexible Erzeugungssystem ausreichend Flexibilitätsoptionen zur effizienten Integration der EE aufweist. In beiden Varianten ergibt sich ein ähnlicher Erzeugungsmix. Bei einem EE-Anteil von 60 Prozent führt eine höhere Flexibilität zur Substitution von Spitzenlasterzeugung aus Erdgas durch Grundlasterzeugung aus dem Ausland. Von 2023 zu 2033 wird Deutschland vom Nettoexporteur zum Nettoimporteur. Gründe finden sich in einer lediglich geringen Zunahme der EE-Erzeugung sowie dem hohen Rückgang der Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken bedingt durch sinkende installierte Leistungen in Kern-, Braun- und Steinkohlekraftwerken in Deutschland bei gleichzeitig günstiger Grundlasterzeugung im Ausland. Das Szenario *90 Prozent/60 Prozent* weist eine Zunahme der regenerativen Erzeugung bei ei-

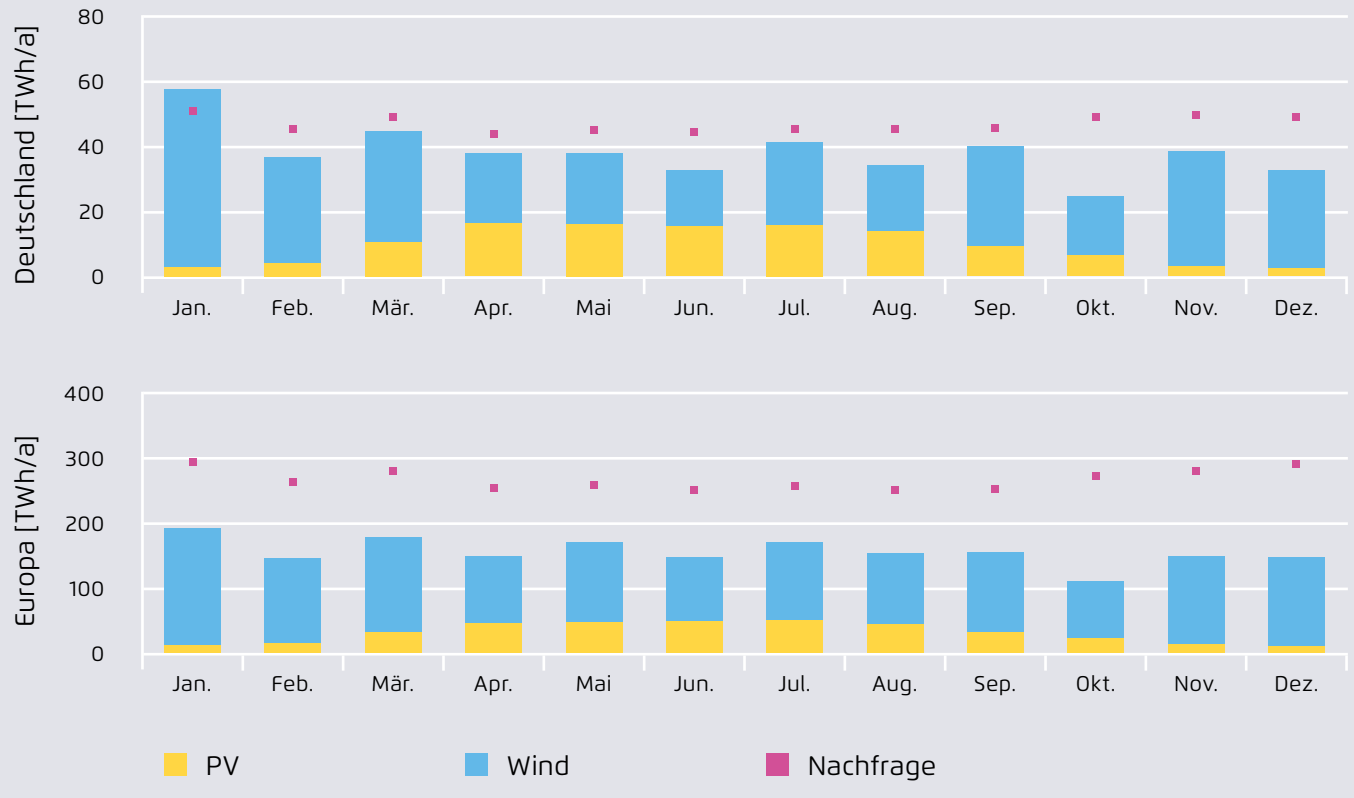
nem Rückgang fossiler Erzeugung auf. Weiterhin werden *Power-to-Heat*-Anlagen und bestehende Speicher zur Bereitstellung von Flexibilität genutzt.

Insgesamt kommt es in den Referenzsystemen lediglich zu geringen Abregelungen der Einspeisungen aus EE-Anlagen. So beträgt die Abregelung in Deutschland in 2023 nur circa 0,1 Terawattstunden pro Jahr und steigt bis 2033 auf 1 bis 5,2 Terawattstunden pro Jahr an. Bezogen auf die gesamte EE-Erzeugung werden damit selbst in der Variante 2033 *unflexibel* nur zwei Prozent der Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien abgeregelt. Durch den weiteren hohen Zubau von EE-Anlagen zum *90 Prozent/60 Prozent-Szenario* steigt in den danach folgenden Jahren die Abregelung auf 37,7 Terawattstunden pro Jahr (sieben Prozent der gesamten EE-Einspeisung) an.

Um die Erzeugungssituation im *90 Prozent/60 Prozent*-Szenario zu veranschaulichen, sind in Abbildung 5-11 die monatlichen Erzeugungsmengen aus Windenergie- und PV-Anlagen sowie die Nettostromnachfrage in Deutschland und Europa dargestellt. Es zeigt sich ein spezifischer saisonaler Verlauf in der Erzeugung. Die Einspeisung aus Windenergieanlagen ist in den Wintermonaten aufgrund des höheren Winddargebots am höchsten, wohingegen die Einspeisung aus PV-Anlagen eine höhere Erzeugung in den sonnenreichen Sommermonaten aufweist. Generell liegt die monatliche Einspeisung aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen über das Jahr hinweg auf einem ähnlichen Niveau. In Deutschland übersteigt die monatliche Einspeisung aus Windenergie- und PV-Anlagen in dem betrachteten Wetterjahr lediglich im Januar die monatliche Nachfrage. In ganz Europa bleibt selbst in diesem Szena-

Erzeugung aus Windenergie- und PV-Anlagen und Nettonachfrage in Deutschland und Europa im Szenario 90 Prozent/60 Prozent

Abbildung 5-11



Eigene Darstellung

rio in allen Monaten die Erzeugung aus Windenergie- und PV-Anlagen unter der monatlichen Nachfrage. Diese Situation würde sich bei einem weiteren Ausbau von EE-Anlagen im restlichen Europa verändern, deren Einfluss wurde jedoch im Rahmen dieser Studie nicht untersucht.

Die Simulation der Erzeugungssituation für die fünf untersuchten Basisszenarien und deren Varianten zeigt, dass aus technischer Sicht in den untersuchten Stützjahren beziehungsweise bei den angenommenen EE-Anteilen zusätzliche Stromspeicher in keinem der betrachteten Szenarien zwingend erforderlich sind. Zusätzliche Stromspeicher können jedoch möglicherweise die Systemgesamtkosten reduzieren, weshalb im Folgenden die Auswirkung zusätzlicher Stromspeicher auf die Systemgesamtkosten in den verschiedenen Szenarien, ausgehend von den fünf betrachteten Szenarien, analysiert werden.

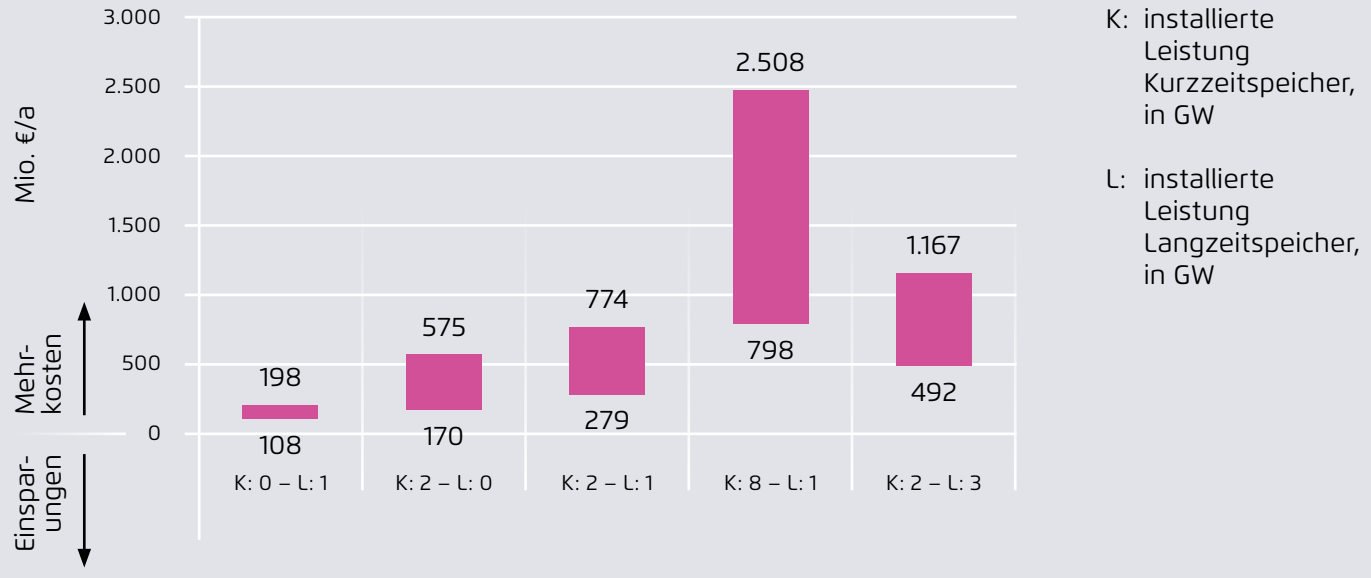
5.3.2 Speichervarianten

Zur gesamtwirtschaftlichen Bewertung verschiedener Speichervarianten zeigt dieser Abschnitt die Einsparungen und Mehrkosten für die analysierten Kombinationen an Stromspeichern je Szenario anhand der in Kapitel 5.1 vorgestellten Methodik. Dabei wird lediglich die Summe aus Einsparungen beziehungsweise Mehrkosten in den betrachteten Speichervarianten gegenüber dem jeweiligen Referenzszenario dargestellt. Die einzelnen Komponenten sind im Detail im Anhang im Abschnitt 8.1 aufgeführt. Somit werden die einzelnen Speichervarianten (siehe Abschnitt 5.2.2.2) mit ihren Auswirkungen auf die gesamtwirtschaftlichen Kosten gegenübergestellt. Weiterhin werden anschließend für das Szenario *90 Prozent/60 Prozent* die Veränderungen im Erzeugungssystem detaillierter betrachtet.

Speichervarianten im Szenario *43 Prozent/22 Prozent flexibel*

In Abbildung 5-12 sind die Auswirkungen auf die Systemgesamtkosten durch die fünf Speichervarianten ausgehend von dem Referenzszenario *43 Prozent/22 Prozent* flexibel darstellt. Es zeigt sich an der Bandbreite der Mehrkosten, dass in diesem Szenario keine der Speichervarianten gesamtwirtschaftlich effizient ist.

Mehrkosten/Einsparungen der Speichervarianten im Szenario 43 Prozent/22 Prozent flexibel Abbildung 5-12



Eigene Darstellung

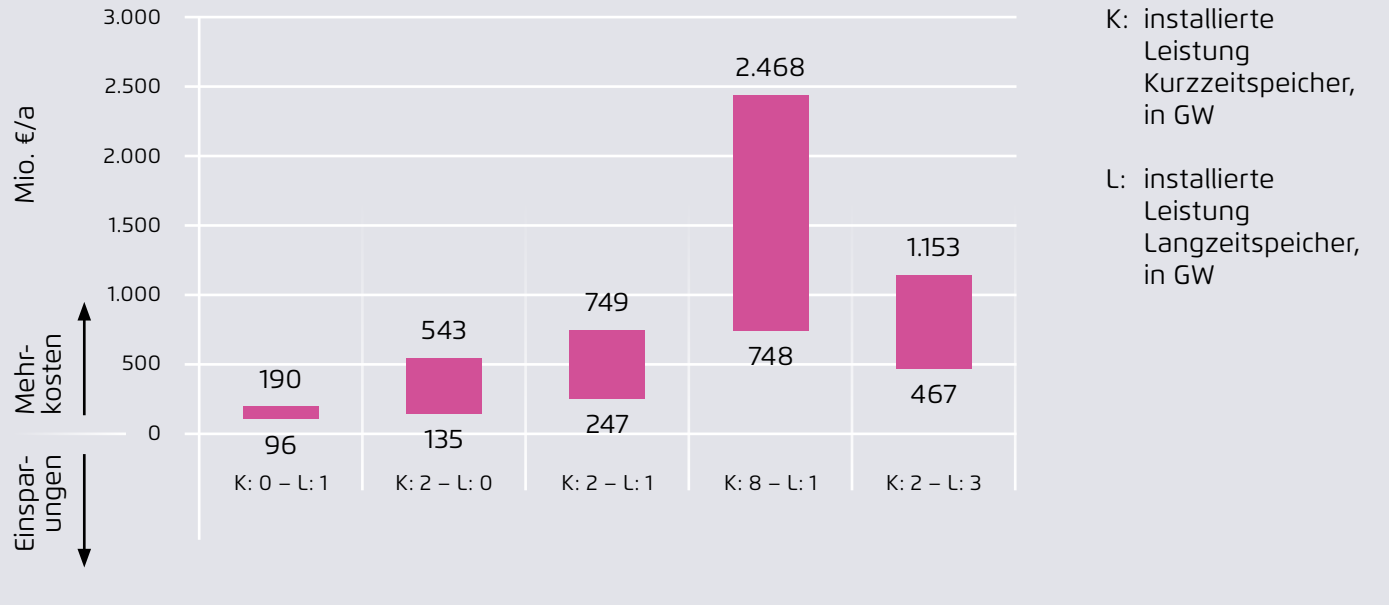
Der wesentliche Grund hierfür sind die nur minimalen Einsparungen in Erzeugungskosten, die durch die zusätzlichen Speicher ermöglicht werden (siehe Anhang 8.1.1). Dies ist verursacht durch die großen bereits verfügbaren Flexibilitätsoptionen. Die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit von weiteren Speichern ist bei einem EE-Anteil von 43 Prozent in Deutschland somit nicht gegeben. Die Speichervarianten mit den geringsten installierten Leistungen an Kurz- oder Langzeitspeichern von einem beziehungsweise zwei Gigawatt weisen die geringsten Mehrkosten auf. Jede weitere Speicherkombination führt zu deutlich höheren Mehrkosten von bis zu 2,5 Milliarden Euro pro Jahr (circa vier Prozent der Systemgesamtkosten), die vor allem durch die hohen Investitionskosten der Speicher und geringen Einsparungen bei den Erzeugungskosten begründet sind. Keine der Varianten ist daher gesamtwirtschaftlich sinnvoll.

Abbildung 5-13 zeigt die Ergebnisse der entsprechenden Vergleiche der Systemgesamtkosten bei Hinzunahme zusätzlicher Stromspeicher gegenüber dem Referenzsystem im Szenario *43 Prozent/22 Prozent unflexibel*. Auch bei einem verzögerten Ausbau von Flexibilität stellt sich für keine der betrachteten Varianten ein gesamtwirtschaftlicher Mehrwert ein.

Es zeigen sich auf der einen Seite insgesamt leicht höhere Einsparungen in den Erzeugungskosten durch das deutlich unflexiblere Stromerzeugungssystem. Diesen stehen jedoch weiterhin hohe Investitionskosten für die zusätzlichen Speicher gegenüber, sodass unter den gegeben Annahmen keine der Varianten gesamtwirtschaftlich effizient ist. Die Varianten mit den geringsten installierten Leistungen an Kurz- oder Langzeitspeichern weisen dabei die geringsten Mehrkosten auf.

Die Ergebnisse zeigen somit trotz deutlich unflexiblerem Erzeugungssystem ähnliche Bandbreiten wie bereits im Szenario *43 Prozent/22 Prozent flexibel*. Die im System vorhandenen Flexibilitätsoptionen sind auch bei dieser konservativen Abschätzung ausreichend, um einen EE-

Mehrkosten/Einsparungen der Speichervarianten im Szenario 43 Prozent/22 Prozent unflexibel Abbildung 5-13



Eigene Darstellung

Anteil von 43 Prozent in Deutschland in das Stromerzeugungssystem zu integrieren.

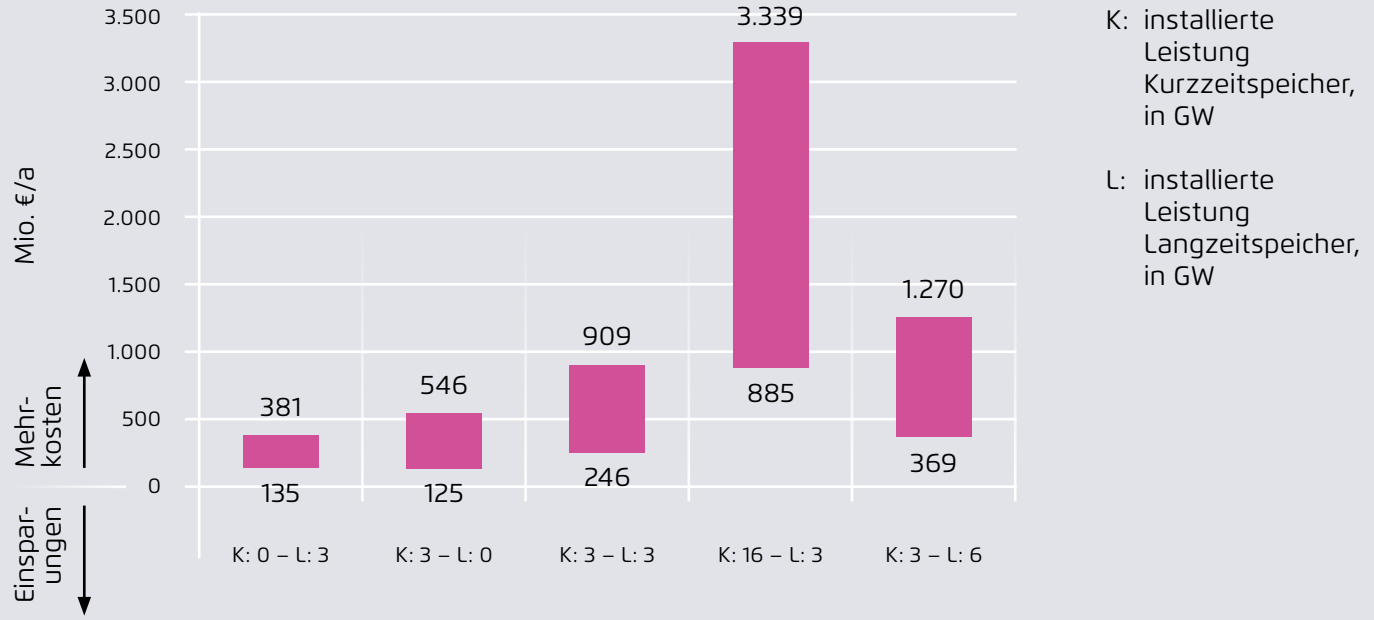
Speichervarianten im Szenario *60 Prozent/40 Prozent flexibel*

Der steigende Anteil an EE an der Stromerzeugung von 60 Prozent/40 Prozent führt zu einem vermehrten Bedarf an Flexibilität. Hierbei weist im Szenario *60 Prozent /40 Prozent flexibel* die Variante mit einer installierten Leistung von 16 Gigawatt Kurzzeitspeichern und 3 Gigawatt Langzeitspeichern mit 235 Millionen Euro pro Jahr das größte Einsparpotenzial bei den Erzeugungskosten auf (siehe Anhang 8.1.2), jedoch überwiegen für diese Variante die annuitätischen Investitionskosten der Speicher mit 1,2 bis 3,5 Milliarden Euro pro Jahr deutlich. Aus diesem Grund stellt sich in diesem Szenario in den Untersuchungen keine Speichervariante als gesamtwirtschaftlich sinnvoll dar (Abbildung 5-14). Es zeigt sich, dass in diesem Szenario bereits ausreichend Flexibilitätsoptionen zur Verfügung stehen, die kostengünstig eingesetzt werden.

Speichervarianten im Szenario *60 Prozent/40 Prozent unflexibel*

Im Szenario *60 Prozent/40 Prozent unflexibel* führt der Zubau weiterer Speicher in den betrachteten Kombinationen zu höheren Einsparungen der Erzeugungskosten im Vergleich zum Szenario *60 Prozent/40 Prozent flexibel*, da vor Einsatz zusätzlicher Speicher weniger Flexibilitätsoptionen zur Verfügung stehen. Die annuitätischen Investitionskosten der Speicher überwiegen trotzdem weiterhin in den meisten Fällen die Einsparung, sodass die Varianten gesamtwirtschaftlich nicht jederzeit effizient sind und insgesamt Mehrkosten im Stromerzeugungssystem entstehen (siehe Abbildung 5-15). In der Variante mit einer installierten Leistung von drei Gigawatt an Langzeitspeichern zeigt sich bei Annahme einer positiven Entwicklung der Investitionskosten für Speicher und hoher Opportunitätskosten für nicht integrierbare regenerative Erzeugung[5], das heißt am unteren Ende der Bandbreite, eine marginale Reduktion der Gesamtkosten, sodass in diesem Fall der Speicherausbau gesamtwirtschaftlich sinn-

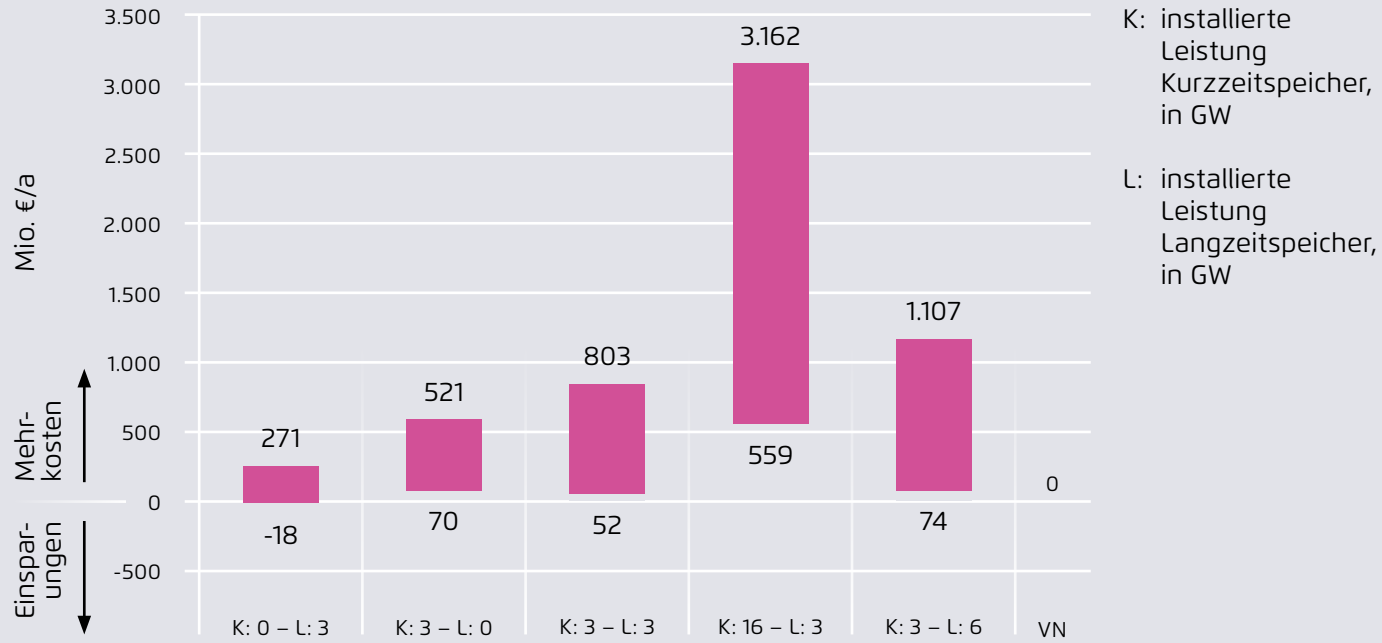
Mehrkosten/Einsparungen der Speichervarianten im Szenario 60 Prozent/40 Prozent flexibel Abbildung 5-14



Eigene Darstellung

5 Vollkosten von 62 Euro pro Megawattstunde für Abregelung der Einspeisung aus EE-Anlagen

Mehrkosten/Einsparungen der Speichervarianten im Szenario 60 Prozent/40 Prozent unflexibel Abbildung 5-15



Eigene Darstellung

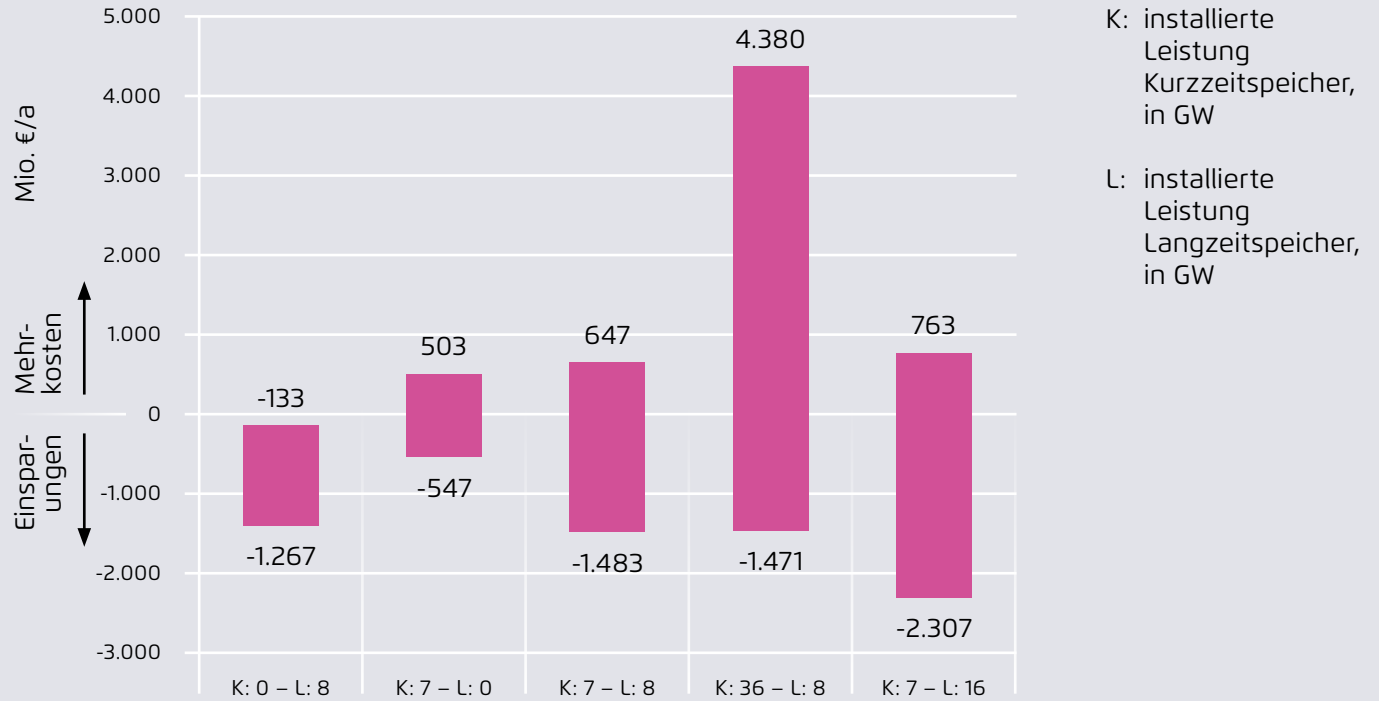
voll sein kann. Für die verbleibenden Varianten zeigen sich auch bei Annahme geringer Speicherkosten weiterhin gesamtwirtschaftlich Mehrkosten aufgrund der dominierenden annuitätischen Investitionskosten der Speicher. In diesem Fall der Verzögerung an Flexibilitätsoptionen bei EE-Anteilen von 60 Prozent in Deutschland und 40 Prozent in Europa liegen die Mehrkosten – außer bei einem hohen Zubau von Kurzzeitspeichern – jedoch nahe der Wirtschaftlichkeitsgrenze.

Für dieses Szenario wurde weiterhin der Einfluss netzdienlich eingesetzter Speicher im Verteilnetz (VN) untersucht. Die hierbei untersuchten Speicher werden mit einer installierten Leistung von circa 700 Megawatt und einer Kapazität von 2.100 Megawattstunden sowie einem vordefinierten Einsatz im Erzeugungssystem abgebildet (vgl. Kapitel 4.3). Dieser ergibt sich daraus, dass die Speicher nicht zum Ausgleich der Nachfrage und Erzeugung im Strommarkt eingesetzt werden, sondern leidglich zur Vermeidung von Netzausbau im Verteilnetz beitragen. Es zeigen sich für diese netzdienlich eingesetzten Speicher weder positive noch negative Auswirkungen auf den Strommarkt. Investitionskosten werden in diesem Fall den Einsparungen nicht gegenübergestellt, da diese bereits den möglichen Einsparungen an Netzausbau im VN überwiegen und dort ausgewiesen sind.

Im Folgenden werden die Einflüsse zusätzlicher Speicher bei hohen EE-Anteilen von 90 Prozent/60 Prozent untersucht. Abbildung 5-16 zeigt die gesamten Mehrkosten beziehungsweise Einsparungen, die bei den Speichervarianten im Szenario *90 Prozent/60 Prozent* auftreten. Bei diesen hohen Anteilen von EE an der Stromerzeugung bewirken Speicher signifikante Einsparungen in den Erzeugungskosten und führen zur Substitution thermischer Kraftwerksleistung, da im Vergleich zum Referenzsystem weniger konventionelle Kraftwerke Einsatzstunden aufweisen. Gleichzeitig werden durch die zusätzlichen Speicher signifikant mehr EE in das Erzeugungssystem integriert[6] (vgl. 8.1.3).

6 Vollkosten von 52 Euro pro Megawattstunde für Abregelung der

Mehrkosten/Einsparungen der Speichervarianten im Szenario 90 Prozent/60 Prozent — Abbildung 5-16



Eigene Darstellung

Alle Speichervarianten sind im günstigsten Fall gesamtwirtschaftlich sinnvoll, da die gesamten Einsparungen die Mehrkosten überwiegen. Die Einsparungen belaufen sich in diesem Fall auf bis zu 2,3 Milliarden Euro pro Jahr bei einem hohen Zubau von Langzeitspeichern und einem mittleren Zubau von Kurzzeitspeichern (16 Gigawatt beziehungsweise 7 Gigawatt). Die Einsparungen ergeben sich hierbei aus reduzierten Erzeugungskosten, zusätzlichen Einsparungen im Gesamtsystem durch die höhere Integration von EE sowie vermiedenen, annuitätischen Investitionskosten ungenutzter thermischer Kraftwerke. Diese Einsparungen überwiegen die annuitätischen Investitionskosten der Speicher deutlich. Die Speichervariante mit dem Zubau von 8 Gigawatt an Langzeitspeichern ist selbst unter den Annahmen hoher Speicherkosten und ohne Berücksichtigung von Opportunitätskosten abgeregelter Einspeisungen aus EE-Anlagen gesamtwirtschaftlich effizient. Tendenziell weisen die Varianten mit einem höheren Anteil an Langzeitspeichern aufgrund des langfristigen Verschiebepotenzials das größte Einsparpotenzial auf.

Insgesamt zeigt sich damit, dass zusätzliche Speicher bei hohen Anteilen von EE gesamtwirtschaftlich effizient sein und gleichzeitig mehr EE in das Erzeugungssystem integrieren können. Zudem kann mithilfe dieser Speicher teilweise thermische Kraftwerksleistung substituiert werden.

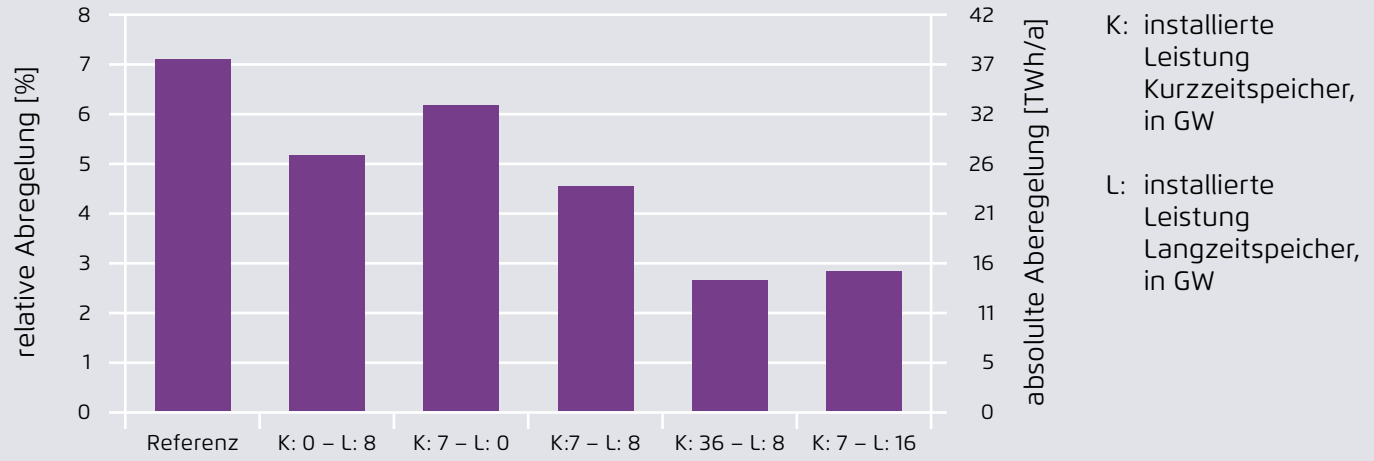
Da Speicher in diesem Szenario die größten Auswirkungen auf den Strommarkt aufweisen, werden folgend die Abregelung von Einspeisungen aus EE-Anlagen sowie der Einsatz des *Demand Side Management* genauer analysiert.

Abregelung von EE-Erzeugung im Szenario *90 Prozent/60 Prozent*

Es zeigt sich, dass im Referenzsystem aufgrund fehlender Flexibilität nicht alle EE in das Erzeugungssystem und den

Einspeisung aus EE-Anlagen

Abgeregelte Erzeugung aus EE in Deutschland – Referenzszenario und Speichervarianten im Szenario 90 Prozent/60 Prozent — Abbildung 5-17



Eigene Darstellung

modellierten Strommarkt integriert werden können und daher abgeregelt werden. Dies führt dazu, dass nicht das komplette, theoretisch verfügbare Potenzial der EE gehoben werden kann.

Abbildung 5-17 zeigt die abgeregelte Erzeugung aus EE im Referenzszenario und in den jeweiligen Speichervarianten für das Szenario *90 Prozent/60 Prozent*, die sich hierbei auf die stündliche Einspeisung aus Windenergie-, Photovoltaik- und Laufwasseranlagen bezieht. Die Darstellung verdeutlicht, dass im Referenzszenario etwa 7 Prozent pro Jahr beziehungsweise 37 Terawattstunden pro Jahr in Deutschland abgeregelt werden. Durch den Zubau von Stromspeichern verringert sich die abgeregelte Energiemenge auf unter 5 Prozent pro Jahr in den Varianten mit Langzeitspeichern. Bei einem sehr hohen Zubau von Langzeit- oder Kurzzeitspeichern sinkt der Anteil der abgeregelten Einspeisung von EE sogar unter 3 Prozent pro Jahr. Folglich führt jede Speichervariante zu einer erhöhten Systemintegration der EE.

Einsatz von Demand Side Management im Szenario *90 Prozent/60 Prozent*

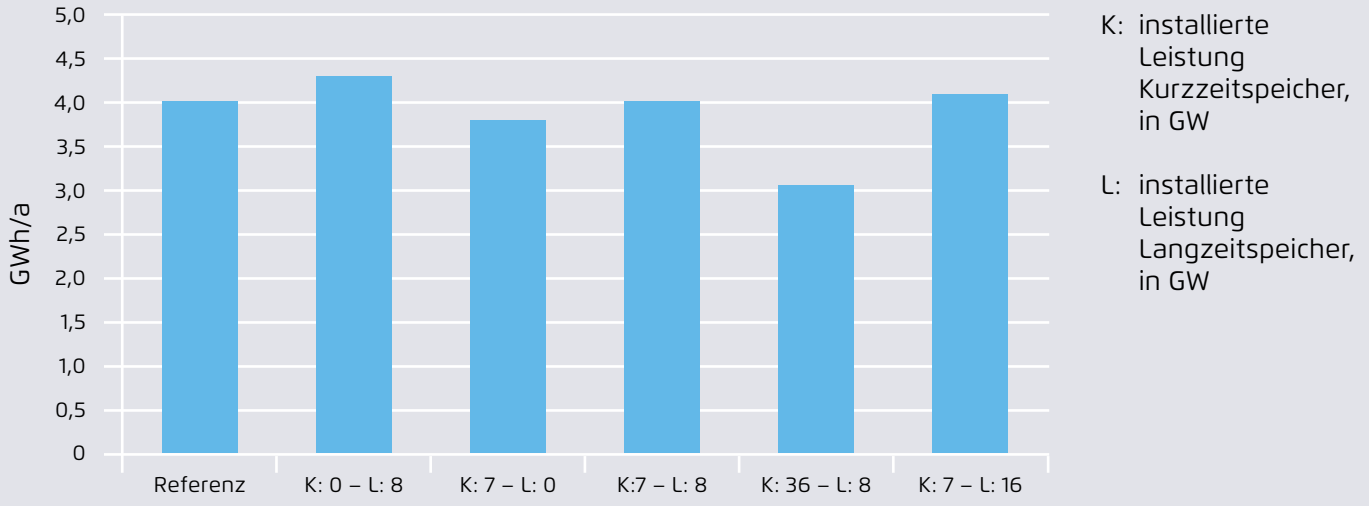
Das *Demand Side Management* (DSM) beschreibt die markbasierte Verschiebung der Nachfrage durch Vor- und Nachholung von Last im kurzfristigen Zeithorizont unter Berücksichtigung von Opportunitätskosten in Form von Arbeitspreisen, die bei Nutzung der Verschiebung anfallen. Zur Bewertung des Einflusses von DSM werden folgend für das Szenario *90 Prozent/60 Prozent* sowohl das Referenzszenario als auch die fünf Speichervarianten betrachtet.

Hierzu beschreibt Abbildung 5-18 die verschobene Nachfrage im Referenzszenario und in den Speichervarianten. Im Referenzszenario wird durch DSM in Deutschland eine Verschiebung von etwa vier Terawattstunden pro Jahr durchgeführt. Bei zusätzlichen Langzeitspeichern ist eine geringe Zunahme des Einsatzes von DSM zu erkennen. Dies ist durch die langfristige Verschiebung durch den Einsatz der Langzeitspeicher bei anschließendem kurzfristigem zeitlichem Ausgleich durch das DSM begründet. In Szenarien mit zusätzlichen Kurzzeitspeichern ist hingegen eine Reduktion der Nachfrageverschiebung zu erkennen, da die Verschiebepotenziale des DSM stark mit dem Einsatz und der Speicherdauer von Kurzzeitspeichern konkurrieren.

Neben dem Einsatz von DSM und der Abregelung der EE verändert sich der Einsatz der thermischen und hydrau-

Nachfrageverschiebung durch *Demand Side Management* in Deutschland der Speichervarianten im Szenario 90 Prozent/60 Prozent

Abbildung 5-18



Eigene Darstellung

lischen Kraftwerke im Erzeugungssystem. Im Folgenden wird daher detaillierter auf die Auswirkungen im deutschen Erzeugungssystem eingegangen.

Veränderung der Erzeugung einzelner Speichervarianten in Deutschland im Szenario *90 Prozent / 60 Prozent*

Die Veränderungen der Erzeugung in den Speichervarianten für das *90 Prozent/60 Prozent*-Szenario sind in Abbildung 5-19 dargestellt. Hierbei sind eine höhere Erzeugung sowie eine erhöhte Ausspeicherung positiv und eine geringere Erzeugung beziehungsweise eine erhöhte Einspeicherung negativ aufgeführt.

Durch zusätzliche Speicher können bis zu 28 Terawattstunden pro Jahr mehr EE in das Erzeugungssystem integriert werden. Zudem ist – je nach Variante – eine erhöhte Ein- und Ausspeicherung von Lang- und Kurzzeitspeichern zu erkennen. Der Einsatz von *Power-to-Heat*-Anlagen reduziert sich im Vergleich zum Referenzszenario, da die Überschüsse der EE-Einspeisung weniger zur Deckung der Wärmenachfrage eingesetzt und stattdessen durch die zusätzlichen Stromspeicher genutzt werden.

Zur Bewertung der zusätzlichen Speicher wird abschließend deren Einsatz genauer analysiert.

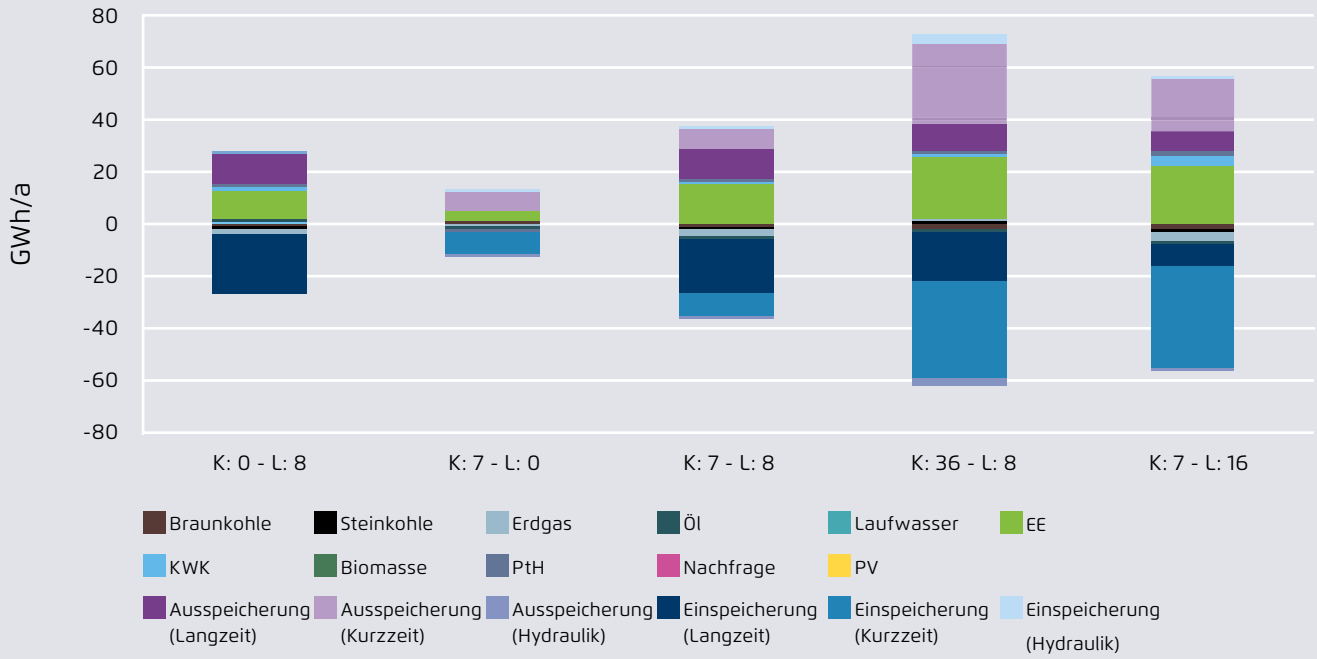
Dauerlinie der Speichereinsätze der Speichervarianten

Um den Speichereinsatz näher zu untersuchen, zeigt Abbildung 5-20 exemplarisch die Dauerlinie der Speichereinsätze im *90 Prozent/60 Prozent*-Szenario für die beiden Speichervarianten mit 36 Gigawatt an Kurz- und 8 Gigawatt an Langzeitspeichern sowie 7 Gigawatt an Kurz- und 16 Gigawatt an Langzeitspeichern.

Insbesondere bei einem hohen Ausbau von Kurzzeitspeichern (36 Gigawatt) weisen diese eine geringe Anzahl an Volllaststunden und lediglich wenige Stunden mit einem Einsatz im Bereich der installierten Leistung auf, was auf eine Überdimensionierung der Speicherleistung zurückzuführen ist. Kurzzeitspeicher besitzen ein sehr hohes Flexibilitätspotenzial, können dieses aufgrund der geringen Speicherkapazität jedoch nur kurzfristig bereitstellen. Zudem stehen Kurzzeitspeicher in direkter Konkurrenz mit kurzfristigen Flexibilitäten durch DSM und KWK, die ähnliche Verschiebehorizonte aufweisen.

Veränderung der Erzeugung in einzelnen Speichervariationen in Deutschland im Szenario 90 Prozent/60 Prozent

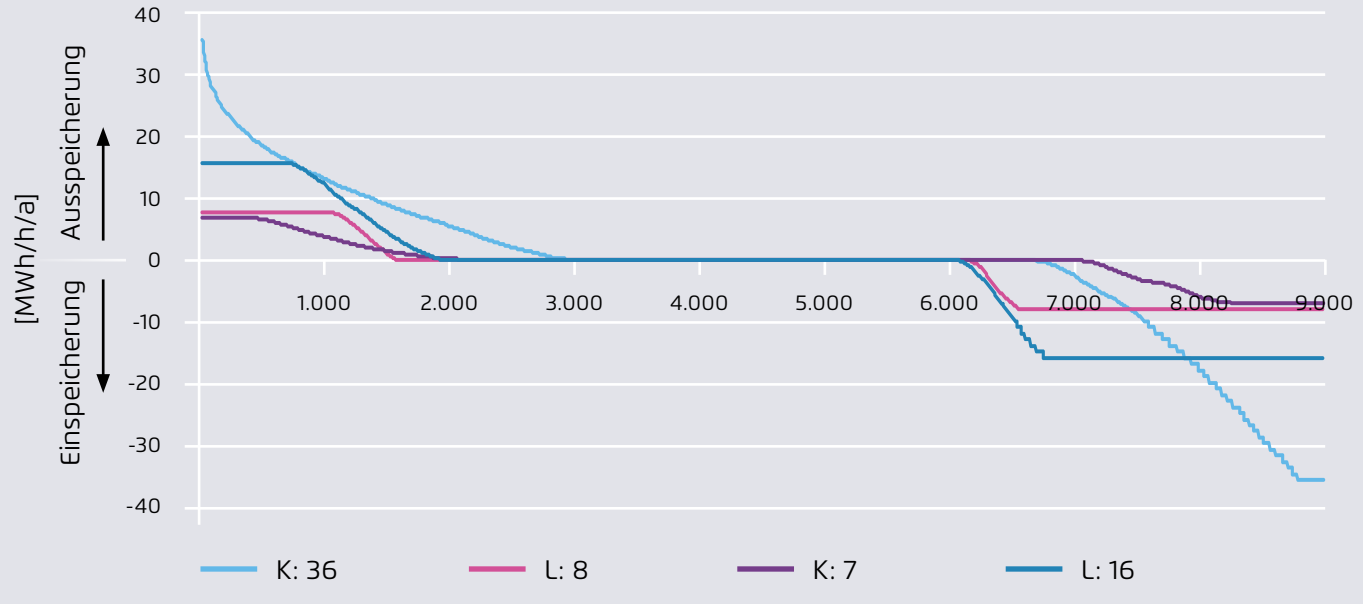
Abbildung 5-19



Eigene Darstellung

Dauerlinie der Speichereinsätze für Speichervarianten im Szenario 90 Prozent/60 Prozent

Abbildung 5-20



Eigene Darstellung

Die Langzeitspeicher besitzen sowohl in der Variante mit 8 Gigawatt als auch mit 16 Gigawatt eine deutlich höher Volllaststundenzahl (circa 2.500 Stunden Einspeicherung) als die Kurzzeitspeicher und werden in den meisten Stunden mit der installierten Leistung eingesetzt. Damit ergibt sich für diese Langzeitspeicher eine höhere Ausnutzung und damit eine bessere Wirtschaftlichkeit bei moderatem Zubau und langfristigem Ausgleichspotenzial.

5.3.3 Untersuchung zum Einfluss des Regelleistungsbedarfs

Neben dem reinen Betrieb der Stromspeicher zum strommarktorientierten Erzeugungsausgleich kann es ebenfalls Bedarf für zusätzliche Stromspeicher zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen geben. Im Rahmen der quantitativen Analysen wird im Folgenden genauer untersucht, welcher Bedarf sich für die Bereitstellung von Regelleistungsreserven ergeben kann.

Die im Erzeugungssystem vorzuhaltenden Regelleistungsreserven sind zukünftig stark von der Entwicklung des EE-Ausbaus sowie der Entwicklung der Prognosegüte für die Einspeisungen aus EE abhängig. Aus diesem Grund wird für das Szenario *60 Prozent/40 Prozent unflexibel* neben einer in (Nitsch, 2012) erwarteten Entwicklung der Prognosegüte von einer Verzögerung der Verbesserung bei Prognoseverfahren ausgegangen, woraus sich ein erhöhter Regelleistungsbedarf ergibt. Für diese Sensitivität des Regelleistungsbedarfs wird anschließend die Auswirkung auf die Erzeugungskosten untersucht. Hierzu zeigt Abbildung 5-21 die Mehrkosten sowie Einsparungen in den Varianten ohne und mit erhöhtem Regelleistungsbedarf.

Die Sensitivitäten zeigen keinen signifikanten Unterschied in den Erzeugungskosten, sodass die Auswirkungen eines erhöhten Regelleistungsbedarfs auf den Kraftwerkseinsatz, die vermiedenen Erzeugungskosten und die gesamtwirtschaftlichen Bewertung der Speicher vernachlässigbar sind. Aus diesem Grund ergibt sich bei einer Verzögerung der Verbesserung der Prognosegüte und damit einhergehender erhöhten Regelleistungsvorhaltung mittelfristig kein Bedarf für zusätzliche Stromspeicher bei einem EE-Anteil von 60 Prozent/40 Prozent.

5.3.4 Voruntersuchung zu Flexibilitätsoptionen im mittelfristigen Zeitbereich

Neben zusätzlichen Stromspeichern können andere Flexibilitätsoptionen im Stromerzeugungssystem eine große Rolle spielen. Zur vergleichenden Analyse der Auswirkungen dieser Flexibilitätsoptionen auf die Systemgesamtkosten wurde im Rahmen dieser Studie eine Voruntersuchung durchgeführt.

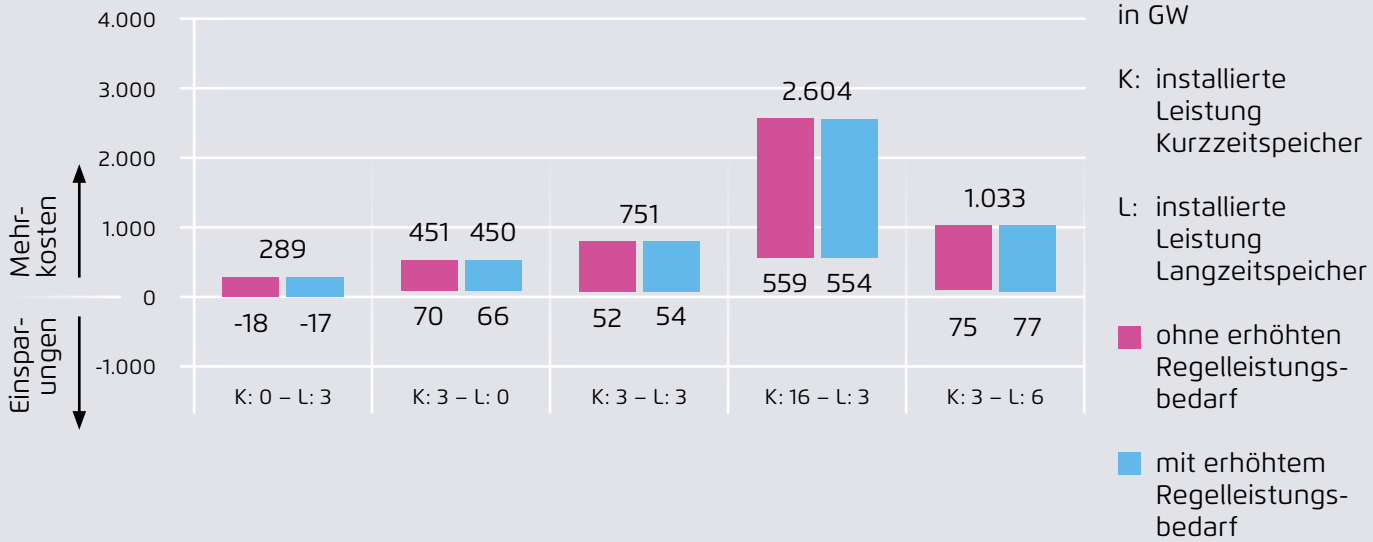
Um unterschiedliche Flexibilitätsoptionen quantitativ zu vergleichen, werden als zusätzliche Flexibilitäten DSM, flexibilisierte KWK-Anlagen und grenzüberschreitender Netzausbau sowie Kurz- und Langzeitspeicher von jeweils einem Gigawatt Äquivalent im Szenario *43 Prozent/22 Prozent* unflexibel separat betrachtet. Hierzu werden zunächst die Auswirkungen auf das Stromerzeugungssystem durch die Einsparung der Erzeugungskosten bewertet. Die jeweils eingesparten Stromerzeugungskosten sind in Abbildung 5-22 aufgeführt.

Der Grenznutzen der jeweiligen Flexibilitäten ist stark von der Technologie abhängig. DSM, KWK und Langzeitspeicher weisen die geringsten Einsparungen an Stromerzeugungskosten auf. Durch die Kurzzeitspeicher mit einer Speicherdauer von einer beziehungsweise acht Stunden fallen aufgrund höherer Wirkungsgrade und damit geringerer Verluste die Einsparungen höher aus. Der Ausbau von Übertragungskapazitäten von Deutschland zu den Anrainerstaaten, das heißt den benachbarten Marktgebieten, von insgesamt einem Gigawatt geht mit den größten Einsparungen von etwa 55 Millionen Euro pro Gigawatt und Jahr einher.

Neben den Einsparungen der Erzeugungskosten weisen die Flexibilitätsoptionen Investitionskosten auf, die bei einem Ausbau dieser zusätzlichen Flexibilitäten anfallen. Durch Gegenüberstellung der Einsparungen der Erzeugungskosten und der zusätzlichen Investitionskosten ergeben sich die Mehrkosten/Einsparungen für das Gesamtsystem (vgl. Abschnitte 5.1 und 5.3.2). In Abbildung 5-23 sind daher diese Mehrkosten/Einsparungen für die einzelnen Flexibilitätsoptionen gegenübergestellt.

Mehrkosten/Einsparungen ohne und mit erhöhtem Regelleistungsbedarf der Speichervarianten im Szenario 90 Prozent/60 Prozent

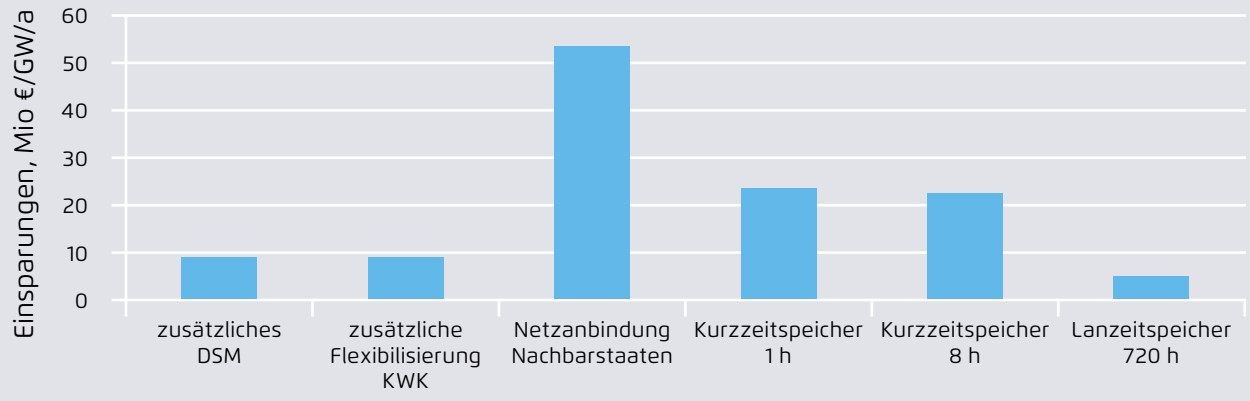
Abbildung 5-21



Eigene Darstellung

Einsparungen in den Stromerzeugungskosten mit einem Gigawatt Flexibilitätsoptionen im Szenario 43 Prozent/22 Prozent unflexibel

Abbildung 5-22



Eigene Darstellung

Die Annahmen zu den Kosten der verschiedenen Flexibilitätsoptionen sind in Anhang 8.2.3.6 dargestellt.

Aufgrund der vergleichsweise hohen annuitätischen Investitionskosten sind bei zusätzlichen Kurz- und Langzeitspeichern deutliche Mehrkosten für das Gesamtsystem zu verzeichnen. Der gesamtwirtschaftliche Einfluss der Flexibilisierung von KWK-Anlagen oder zusätzlichem DSM ist hingegen gering. Die höchsten gesamtwirtschaftlichen Einsparpotenziale liegen im Ausbau der Netze zu den Anrainerstaaten. Damit stellt ein Ausbau der Übertra-

gungskapazitäten die gesamtwirtschaftlich effizienteste Flexibilität dar.

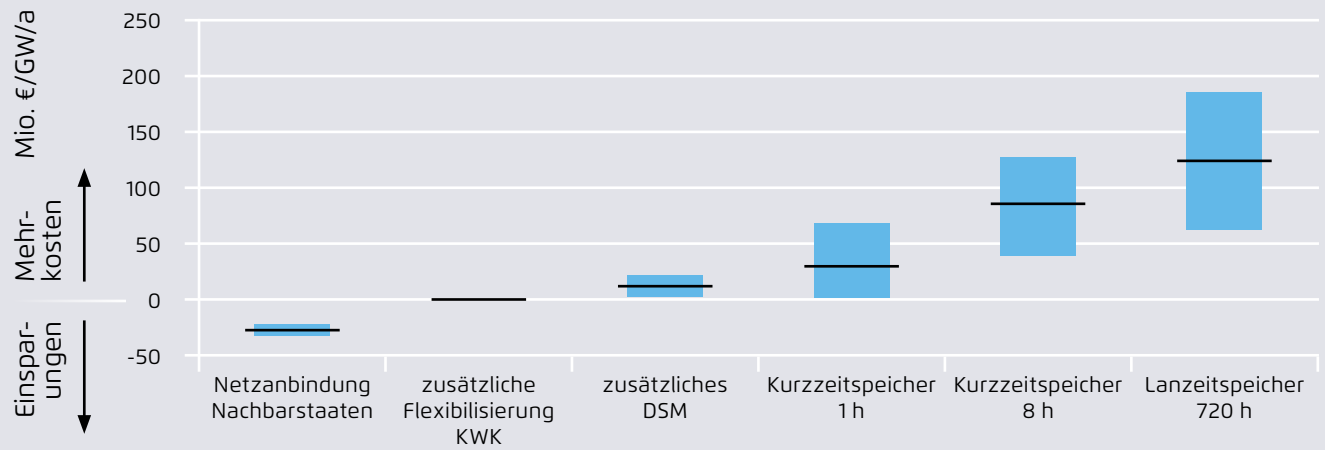
5.4 Fazit

Die Simulation der Erzeugungssituation für die Jahre 2023 und 2033 sowie das Szenario mit einem EE-Anteil von 90 Prozent zeigt selbst bei einem verzögerten Ausbau alternativer Flexibilitäten, dass aus technischer Sicht in den untersuchten Stützjahren beziehungsweise bei den angenommenen EE-Anteilen zusätzliche Stromspeicher in keinem der betrachteten Szenarien zwingend erforderlich sind. Zusätzliche Stromspeicher können jedoch möglicherweise die Systemgesamtkosten reduzieren.

Mittelfristig zeigt sich für einen EE-Anteil von 43 bis 60 Prozent in Deutschland und 22 bis 40 Prozent in Europa kein gesamtwirtschaftlicher Mehrwert für das Erzeugungssystem durch die untersuchten Speicherzubauten. Folglich ergibt sich für diesen Zeitbereich kein Speicherbedarf zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch. Langfristig, bei einem EE-Anteil von 90 Prozent/60 Prozent, weisen zusätzliche Speicher einen deutlichen Einfluss auf den Kraftwerkseinsatz und die Integration von EE auf. Insbesondere bei Kurzzeitspeichern ist der gesamtwirtschaftliche Vorteil jedoch aufgrund von konkurrierenden Flexibilitäten wie dem *Demand Side Management* oder flexibler Kraft-Wärme-Kopplung gering. Auch bei diesen sehr hohen EE-Anteilen überwiegen oft die Investitionskosten der Speicher den Einsparpotenzialen im Erzeugungssystem. Lediglich ein geringer Ausbau von Kurz- oder Langzeitspeichern erscheint aus Sicht des Erzeugungssystems gesamtwirtschaftlich effizient.

Die Systemdienstleistungen (SDL) sind Dienstleistungen der Marktteilnehmer für die Übertragungsnetzbetreiber, mit deren Hilfe diese einen sicheren, zuverlässigen und effizienten Netzbetrieb ermöglichen können. Mithilfe der SDL können die Übertragungsnetzbetreiber im laufenden Netzbetrieb sämtliche Betriebsgrößen innerhalb ihrer zulässigen Grenzwerte halten und nach Auftritt einer Störung einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb wiederherstellen. Die Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber ist die Beschaffung, die Koordination, der Abruf und die Kontrolle der erforderlichen SDL.

Mehrkosten/Einsparungen von einem Gigawatt Flexibilitätsoptionen im Szenario 43 Prozent/22 Prozent unflexibel — Abbildung 5-23



Eigene Darstellung

6 Bedarf an Stromspeichern zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Die Systemdienstleistungen werden bisher vorwiegend von großen thermischen und hydraulischen Erzeugungsanlagen oder anderen technischen Anlagen erbracht. In Zukunft werden im Zuge der Energiewende zunehmend alternative Erbringer benötigt, die in Zeiten mit wenig konventioneller Einspeisung, die Systemdienstleistungen bereitstellen. Im Folgenden werden die verschiedenen Systemdienstleistungen kurz erläutert und die möglichen Potenziale von Speichern zu deren Erbringung in Verteil- und Übertragungsnetz aufgezeigt.

6.1 Frequenzhaltung

Ein Aspekt der Systemdienstleistungen ist die Sicherstellung einer konstanten Netzfrequenz mittels eines Abrufs von Regelleistung. Eine konstante Frequenz ist dabei ein Maß für ein systemweites Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch. Die Frequenzhaltung wird durch die Momentanreserve und die Leistungs-Frequenzregelung in Form von Primärregelleistung, Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve erbracht. Die Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber ist es, stets ein ausreichendes Maß an Regelleistung vorzuhalten, die bei Bedarf zum Ausgleich von Störungen der Leistungsbilanz abgerufen werden kann.

Derzeit wird Momentanreserve durch die rotierenden Massen in thermischen und hydraulischen Kraftwerken bereitgestellt. In Zukunft ist in Deutschland durch die zunehmende Ablösung konventioneller Einspeiser durch meist umrichterbasierte regenerative Einspeiser mit einer Abnahme der am Netz verbleibenden Momentanreserve vor allem zu Zeiten geringer Residuallast zu rechnen. Da im kontinentaleuropäischen Netzverbund zukünftig jedoch weiterhin eine ausreichende Menge an thermischen und hydraulischen Kraftwerken vorhanden sein wird, ist eine Gefährdung der Systemstabilität bis 2030 bei weiterhin geringerem Ausbau von EE-Anlagen im Ausland im Vergleich zu Deutschland nicht zu erwarten (dena, 2014). Damit Deutschland auch in Zukunft einen im Vergleich zu heute gleichbleibenden Beitrag zur Deckung der europäischen Systemstabilität liefern kann, werden alternative Bereitsteller für Momentanreserve benötigt. Ein Einsatz von einer Kombination aus entsprechend programmierten Umrichtern mit Speichern ist hierbei denkbar. Die wirtschaftlichste Variante wird dabei wahrscheinlich eine Umprogrammierung bestehender Umrichter in Windkraftanlagen sein. Hierbei kann der Rotor als Schwungradspeicher genutzt und auf den Einsatz von Batteriespeichern verzichten werden (dena, 2014).

Die Primärregelleistung dient zur Ablösung der Momentanreserve innerhalb von wenigen Sekunden nach Eintritt der Störung. Als Auslegungsfall zur Dimensionierung von Momentanreserve und Primärregelleistung im kontinentaleuropäischen Netzverbund wird der gleichzeitige Ausfall von zwei Kraftwerksblöcken mit jeweils 1.500 Megawatt Leistung angenommen. Es wird angenommen, dass dieser Auslegungsfall auch in Zukunft Bestand haben wird. Die Aufteilung der Bereitstellung von Primärregelreserve auf die teilnehmenden Länder des Netzverbundes ist anhand des Verhältnisses der jährlichen Erzeugung festgelegt (VDN: TransmissionCode, 2007).

Da in Zukunft zu erwarten ist, dass ein Lastanstieg aufgrund zunehmender Durchdringung neuer Verbraucher durch Energieeffizienzmaßnahmen kompensiert wird, bleibt der deutsche Anteil an der Bereitstellung der Primärregelreserve etwa konstant. Allerdings ist im Jahr 2033 zu erwarten, dass eine gesicherte Bereitstellung dieses Bedarfs an Primärregelleistung nicht alleine durch thermische und hydraulische Kraftwerke möglich sein wird (dena, 2014). Es werden zeitweise, in Phasen hoher regenerativer Einspeisung, alternative Erbringer für die Primärregelleistung benötigt. Batteriespeicher sind technisch gut zur Bereitstellung von Primärregelleistung geeignet, da bis zur Ablösung durch die Sekundärregelung keine großen Energiemengen erforderlich sind. Bei zukünftig sinkenden

Batteriepreisen kann eine alleinige Primärregelleistungserbringung durch Batteriespeicher wirtschaftlich sein.

Wenige Minuten nach Einsatz der Primärregelleistung erfolgt eine Ablösung durch die Sekundärregelleistung sowie anschließend durch die Minutenreserve. Der Gesamtbedarf an Sekundärregelleistung und Minutenreserve ist abhängig von der Prognosegüte der volatilen Verbraucher sowie Einspeiser und wird zukünftig in Deutschland aufgrund zunehmender Mengen fluktuierender Einspeiser leicht ansteigen (dena, 2014). Um die vorzuhaltende Reservemenge bedarfsgerecht an die gegebene Wettersituation anzupassen, erscheint eine zukünftige Neuausgestaltung der Bereitstellungszeiträume der verschiedenen Regelleistungsqualitäten sowie Produktgrößen sinnvoll. Nach (dena, 2014) vermögen im Jahr 2033 thermische und hydraulische Kraftwerke den erwarteten Bedarf an Regelleistung nicht in allen Stunden decken zu können. Es werden alternative Erbringer für die Sekundärregelleistung und die Minutenreserve benötigt. Speicher sind dafür eine technisch mögliche Option. Allerdings ist deren Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu anderen Optionen zu prüfen.

6.2 Blindleistungsbereitstellung

Um die Spannungen im elektrischen Energieversorgungsnetz innerhalb der vorgegebenen Grenzen halten zu können und somit die Systemstabilität zu wahren, ist eine lokal ausgeglichene Blindleistungsbilanz erforderlich. Bisher decken thermische und hydraulische Kraftwerke sowie Kompensationsanlagen den Blindleistungsbedarf des Netzes sowie der übrigen Netzteilnehmer. Durch die fortschreitende zeitweise Ablösung konventioneller Kraftwerke durch regenerative Einspeiser muss in Zukunft die Blindleistungsbereitstellung auch aus anderen Quellen erfolgen.

Entsprechend (dena, 2014) reichen im Jahr 2033 in Deutschland die Blindleistungsquellen im Übertragungsnetz in fast allen Stunden aus. Dabei spielt die Nutzung der Blindleistungsbereitstellung von Umrichterstationen der geplanten Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Leitungen eine wichtige Rolle. In vereinzelten Regionen kann allerdings ein zusätzlicher Blindleistungsbedarf identifiziert werden. Eine vielversprechende Möglichkeit ist dabei die Bereitstellung durch dezentrale Erzeugungsanlagen (insbesondere von Windenergieanlagen in der Hochspannungsebene).

Eine zusätzliche Bereitstellung von Blindleistung durch Batteriespeicher auf der Mittel- und Niederspannungsebene ist bis zum Jahr 2033 nicht erforderlich. Die Umsetzung einer Blindleistungsregelung in der Betriebsführung ist insbesondere in der Niederspannungsebene, aber auch in der Mittelspannungsebene, aufgrund der notwendigen Informations- und Kommunikationstechnik sehr aufwendig. Darüber hinaus wäre die Stabilität einer solchen verteilten Regelung zu überprüfen.

6.3 Versorgungswiederaufnahme (Schwarzstartfähigkeit)

Führt ein Störungsfall in Teilsystemen oder im Gesamtsystem zu einem Versorgungsausfall (Blackout), wird das Netz anschließend durch einen koordinierten Netzwiederaufbau wiederhergestellt. Im Zuge dessen ist die Vorhaltung schwarzstartfähiger Kraftwerke notwendig. Diese Kraftwerke können unabhängig vom Netz ihren Eigenbedarf decken und ermöglichen so das Anfahren weiterer Kraftwerke und die Wiederversorgung von Verbrauchern (BNetzA, 2012) und (VDN: TransmissionCode, 2007).

Für die Kontrahierung schwarzstartfähiger Kraftwerke ist jeder ÜNB selbst verantwortlich. Schwarzstartfähigkeit ist keine grundsätzliche technische Mindestanforderung, sondern wird individuell bilateral mit dem Kraftwerksbetreiber vereinbart. Hierbei sind Restriktionen bezüglich der möglichen Einsatzdauer der schwarzstartfähigen Kraftwerke zum Anfahren weiterer Kraftwerke (Anfahrzeiten von großen Kraftwerksblöcken von bis zu acht Stunden) als auch der geografischen Allokation zu berücksichtigen. Diese ist entscheidend, da möglichst kurze Verbindungsleitungen zwischen den zu koppelnden Kraftwerken bestehen sollten, da sonst Leistungsimpedanzen einen zu großen Einfluss erhalten und Spannungsbänder

beim Netzwiederaufbau nicht eingehalten werden können (VDE, 2008).

Für einen zentralen Netzwiederaufbau in Deutschland sind viele der bestehenden Pumpspeicheranlagen bereits schwarzstartfähig. In Zukunft kann es möglich sein, auch über lokale Speicher im Verteilnetz zum Netzwiederaufbau beizutragen. Problematisch ist hierbei jedoch die Kommunikationsinfrastruktur, da diese dann unabhängig vom bestehenden Versorgungsnetz funktionieren muss. Grundsätzlich sind die zusätzlichen Potenziale durch Schwarzstarfähigkeit als gering anzusehen. Die Kosten der ÜNB für die Kontrahierung dieser Systemdienstleistung lag in den letzten Jahren zwischen fünf und zehn Millionen Euro pro Jahr (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bundeskartellamt, 2013). Es ist anzunehmen, dass diese bei weiteren Anbietern im Markt sinken werden.

6.4 Spannungsqualität

Eine hohe Spannungsqualität, als ein Teilaspekt der Versorgungsqualität, ist kennzeichnet durch eine gute Übereinstimmung des tatsächlichen Wertes der Netzspannung mit den vom Netzbetreiber zugesagten Spannungsbändern. Dabei unterliegt die Spannungsqualität betreiber- und kundenseitigen Einflussgrößen.

Zur Gewährleistung einer hohen Spannungsqualität obliegt es dem Netzbetreiber, einen Netzausbau zu forcieren, zum Beispiel bei steigender Netzlast, oder die Spannungsqualität durch andere geeignete betriebliche Maßnahmen zu erreichen. Netzkunden hingegen können durch Erzeugungsanlagen und Verbrauchsgeräte Netzrückwirkungen verursachen. Darüber hinaus können externe Einflüsse, wie atmosphärische oder andere Fremdeinwirkungen, zum Beispiel durch kurze Versorgungsunterbrechungen die Spannungsqualität beeinflussen (VDE, 2013).

Die Spannungsqualität und damit die Spannungshaltung korreliert mit dem Blindleistungshaushalt im Netz. Hier können vor allem lokale Stromspeicher großen Einfluss auf die Spannungsqualität nehmen, da diese bei Nennbetrieb einen geregelten Blindleistungsbereich erbringen können. Auch kurzzeitige Stromunterbrechungen, Spannungsunsymmetrien und Oberschwingungen können durch Ein- und Ausschaltvorgänge von Stromspeichern ausgeglichen werden (Beck, 2013).

Die Anforderungen an die Stromspeicher sind hier schnelle Reaktionszeiten und hohe Wirkungsgrade, aber nur geringe Speicherkapazitäten (dena, 2014).

6.5 Netzentlastung

Im Zuge der Energiewende kommt es zu einem starken Ausbau von Anlagen auf Basis Erneuerbarer Energien und damit zu einer Veränderung der Erzeugungsstruktur. Da Standortentscheidungen dieser Erzeugungsanlagen einer Dargebotsabhängigkeit unterliegen und es zur Stilllegung von thermischen Kraftwerken kommt, führt dies zu einem Auseinanderfallen von Last- und Erzeugungszentren. Folglich steigen im Übertragungsnetz der Transportbedarf und vor allem die Transportentfernung für elektrische Energie in Zukunft an. Maßnahmen zur Netzentlastung und damit zur Verringerung oder Beseitigung der so zu erwartenden Netzengpässe sind der Ausbau des Übertragungsnetzes, *Redispatch*-Maßnahmen, Einspeisemanagement-Maßnahmen oder die Errichtung von Speichermöglichkeiten (Pellinger, et al., 2013). Diese Maßnahmen stellen damit neben den reinen Systemdienstleistungen ebenfalls mögliche Dienstleistungen für den Netzbetreibers zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs dar.

Redispatch-Maßnahmen beschreiben die Anforderung des Netzbetreibers zur gezielten Anpassen von Kraftwerksleistung im Umfeld eines Engpasses, um diesen zu beheben. Mögliches Potenzial für Energiespeicher im korrektiven *Redispatch* ist vorhanden, da sie flexibel ein- wie ausspeichern können und damit Leistung aufnehmen oder abgeben können. Eine weitere Anwendung liegt im präventiven Engpassmanagement, bei dem auftretende Erzeugungsspitzen in einem Stromspeicher zwischengespeichert und erst zu einem späteren Zeitpunkt genutzt werden. Dies führt zu einer gleichmäßigeren Belastung des Stromnetzes im Tagesverlauf (dena, 2014). Eine beson-

dere Rolle können hierbei chemische Speicher mit *Power-to-Gas*-Technologie einnehmen, die durch das Speichern von Energie in das Erdgasnetz eine zeitliche und räumliche Entkopplung von Erzeugung und Nachfrage bewirken können. Zusätzlich ist ebenfalls der Einsatz von Batteriespeichersystemen zur Netzentlastung denkbar, da diese Erzeugungsspitzen vor Engpässen ausgleichen können und zusätzlich bei durchgeführtem Netzausbau an anderer Stelle positioniert werden können. Bei den derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen sowie den hohen Investitionskosten ist allerdings keine Wirtschaftlichkeit für das *Power-to-Gas*-Konzept oder Batteriespeichersysteme zu diesem Einsatz gegeben, sodass der Netzausbau als netzentlastende Möglichkeit vorgezogen wird (Kohler, 2012).

Weiter findet nach dem aktuellen Strommarktdesign eine Vergütung zur Verringerung der Netzlast nur in sehr geringem Maße statt, sodass Energiespeicher als Letztverbraucher nur einen geringen Anreiz für einen netzentlastenden Einsatz erhalten. Nach §118 Abs. 6 EnWG muss zur Befreiung von den Netzentgelten der Höchstlastbeitrag eines Energiespeichers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der jeweiligen Netz- oder Umspannebene abweichen. Das bedeutet, dass ein Energiespeicher erst netzdienliches Verhalten nachweisen muss, um zu der bezweckten Netzentlastung beitragen zu können (Beck, 2013).

6.6 Gesicherte Leistung

Für das gesamte Erzeugungssystem bestimmt sich die gesicherte Leistung als Summe über die am Netz befindlichen Erzeugungsleistungen, abzüglich der Mindereinspeisungen aufgrund von geplanten wie ungeplanten (stochastischen) Nichtverfügbarkeiten. Gegebenenfalls kann auch ein vertraglich vereinbarter Lastabwurf zur gesicherten Leistung beitragen.

Die Höhe des Bedarfs an gesicherter Leistung ist durch die Jahreshöchstlast determiniert. Anhand der jeweiligen Leistungsbilanzen wird für jedes Land die *Adequacy Reference Margin* berechnet, welche den relativen Vorhaltebedarf an Nettokraftwerksleistung bestimmt. Die Differenz zwischen der gesicherten Leistung und der Jahreshöchstlast, die verbleibende Leistung, muss mindestens diesem Vorhaltebedarf entsprechen. Die Nutzung von Flexibilitätsoptionen aufseiten der Verbraucher und EE-Anlagen kann zu einer Senkung der benötigten gesicherten Leistung in Zukunft führen (BMWi, 2011).

Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher sowie Wasserstoffanwendungen (*Power-to-Gas*) sind bereits heute für die Bereitstellung gesicherter Leistung grundsätzlich geeignet. Allerdings kann aufgrund der begrenzten Speicherkapazität eine längerfristige, kontinuierliche Verfügbarkeit nicht gewährleistet werden. Ein Pumpspeicherkraftwerk kann beispielsweise kurzfristig mit hoher Sicherheit sehr hohe Leistung zur Verfügung stellen, jedoch ist die Menge des gespeicherten Wassers begrenzt. Batteriesysteme sind in der Regel aufgrund ihrer geringen Speicherkapazität für die Bereitstellung gesicherter Leistung heute ungeeignet. Der Leistungskredit ist durch die Speicherkapazität begrenzt (Kohler, 2014). Die bestehenden Pumpspeicherkraftwerke haben eine gesicherte Leistung von 90 Prozent ihrer Nennleistung und bieten damit einen hohen Beitrag zur gesicherten Leistung. Mit circa 6,5 Gigawatt installierter Leistung aus Pumpspeicherkraftwerken stehen in Deutschland knapp 6 Gigawatt gesicherte Leistung durch Pumpspeicherkraftwerke zur Verfügung.

Ein Ausbau von zusätzlichen Speichern kann in Zukunft einen Beitrag zu der erforderlichen gesicherten Leistung bieten und dazu beitragen, die sehr geringe gesicherte Leistung von Windenergieanlagen (fünf bis zehn Prozent gesicherte Leistung) und Photovoltaikanlagen (ein Prozent gesicherte Leistung) zu erhöhen (dena, 2010) und (Moser, 2014).

6.7 Fazit

Im mittelfristigen Betrachtungszeitraum ergibt sich kein zwingender Bedarf für zusätzliche Stromspeicher zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen, da momentan ausreichend Dienstleistungen für die Übertragungs-

netzbetreiber durch Erzeugungsanlagen erbracht werden und auch zukünftig genügend Erzeugungsanlagen (unter anderem Windenergie- und PV-Anlagen) sowie weitere Technologien zur Erbringung dieser Dienstleistungen zur Verfügung stehen werden.

Daneben können jedoch zusätzliche Stromspeicher an der Bereitstellung von Systemdienstleistungen teilnehmen und das Stromerzeugungssystem effizient unterstützen. Beispielsweise kann bei zukünftig sinkenden Batteriepreisen eine Primärregelleistungserbringung durch Batteriespeicher wirtschaftlich sein. Um den Eintritt von Stromspeichern und sonstigen alternativen Anbietern in den Primärregelleistungsmarkt zu erleichtern, sollten die Präqualifikationsanforderungen angepasst werden.

7 Marktpotenziale von Batteriespeichern und *Power-to-Gas* außerhalb des Strommarkts

Neben dem Einsatz am Strommarkt oder zur Vermeidung von Verteilnetzausbau gibt es zahlreiche andere Anwendungsfälle für Energiespeicher. Für die Betrachtung der zukünftigen Entwicklung des Stromsystems sind diese besonders dann relevant, wenn die entsprechenden Speicher zwar für eine andere Nutzung gebaut werden, aber direkt an das Stromsystem angebunden werden. Im besten Fall können Sie dort im Sinne einer Sekundärnutzung mit als die günstigen Flexibilitätsoptionen zur Verfügung stehen.

In diesem Kapitel werden daher mögliche Märkte für zwei wesentliche Speichertechnologien, Batteriespeicher und *Power-to-Gas*, identifiziert und wo möglich grobe Abschätzungen von Bandbreiten zukünftiger Marktentwicklungen erarbeitet. Diese „Märkte" werden an dieser Stelle als verkaufte und installierte Leistungen der beiden Energietechnologien verstanden und über Leistungs- und Kostenabschätzungen auf Basis von Annahmen quantifiziert.

7.1 Märkte für Batteriespeicher

Die Einsatzmöglichkeiten für elektrochemische Speichersysteme (Batterien) sind nicht nur auf den Stromsektor zum Erzeugungsausgleich (Arbitrage) oder auf die Bereitstellung von Systemdienstleistungen beschränkt. Der weit größere Teil des Marktes für Batterien wird durch andere Nutzungsabsichten generiert. Da jedoch alle Batteriesysteme unabhängig von ihrer geplanten Nutzung mit elektrischer Energie primär über das Stromnetz geladen werden, können sie zu einem systemrelevanten Bestandteil des Stromsektors werden. Insbesondere die Sekundärnutzung für Systemdienstleistungen im Stromsektor analog zu DSM und KWK ist bei entsprechend großer Menge an Batteriesystemen in Betracht zu ziehen.

Die Gesamtheit der Batteriesysteme lässt sich aus der Sicht des Stromnetzes in drei Gruppen aufteilen:

→ 1. die dauerhaft ans Netz angeschlossenen Systeme,
→ 2. die zeitweise ans Netz angeschlossenen Systeme und
→ 3. die netzfernen Systeme.

Zur ersten Gruppe gehören unter anderem die Systeme für unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV), die Hausspeichersysteme sowie die primär für Systemdienstleistungen installierten Batteriesysteme. Zeitweise ans Stromnetz angeschlossen sind im Wesentlichen die Batteriesysteme in elektrisch angetriebenen Fahrzeugen (Elektrofahrzeuge und *Plug-in-Hybride*). Die netzfernen Batteriesysteme befinden sich in Systemen für die Einzelversorgung entlegener Verbraucher und für die Stützung von Inselnetzen. Diese sind für Netzbetrachtungen daher nicht relevant, tragen aber ebenfalls zur Größe des Gesamtmarktes für Batteriesysteme bei.

Um Systemdienstleistungen realisieren zu können, müssen die Systeme auf den Zustand des Stromsystems reagieren können. Dies kann teilweise durch Frequenzmessung und Reaktion auf entsprechende Abweichungen von der Sollfrequenz erfolgen oder zusätzlich durch Beeinflussung mittels Fernwirktechnik mit den sich daraus ergebenden weiteren Freiheitsgraden. Mit Ausnahme der Batteriesysteme für Systemdienstleistungen haben alle Systeme per se erst einmal keine Notwendigkeit für eine Fernwirkeinrichtung und müssen daher für die Sekundärnutzung erst ertüchtigt werden.

7.1.1 Regelleistung

Regelleistung ist eine zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs notwendige Systemdienstleistung, die sicherstellt, dass die Bilanz aus Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt eingehalten wird. Diese Regelleistung wird in Deutschland in einem marktbasierten Verfahren durch die Übertragungsnetzbetreiber beschafft.

Der Markt für Regelleistung umfasst die Produkte Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve (MR). Aus technischer Sicht wird ebenfalls eine vierte Regelleistung vorgehalten, die sogenannte Momentanreserve. Diese wird bis heute von allen netzgekoppelten elektrischen Maschinen (vor allem Turbosätze in Kraftwerken), der sogenannten rotierenden Masse, automatisch erbracht, sodass dafür bisher noch kein Markt existiert.

Primärregelleistung und Momentanreserve

Beide Anwendungen passen in ihren technischen Anforderungen wie schnellen Reaktionszeiten und steilen Leistungsgradienten sehr gut zur Charakteristik von Batteriesystemen. Auch die Struktur und Höhe der Erlöse im heute schon existierenden Markt für PRL sind aktuell so gestaltet, dass Batteriesysteme konkurrenzfähig zu den klassischen Anbietern sind. Diese Situation sollte sich unter dem Eindruck fallender Preise für Batteriesysteme in den nächsten Jahren noch verstärken. Hinzu kommt, dass die meisten konkurrierenden Techniken zur Bereitstellung von PRL diese nur durch technische Kniffe beziehungsweise unter Wirkungsgrad- und/oder Lebensdauerverlusten realisieren können. Beispielhaft seien des Kondensatstauverfahren oder das Androsselungsverfahren bei thermischen Kraftwerken genannt.

Von der Marktgröße ist die PRL überschaubar; es werden etwa 600 Megawatt in Deutschland und zusätzlich etwa 2,4 Gigawatt im restlichen Europa, also insgesamt etwa 3 Gigawatt im europäischen Verbundnetz benötigt. Aus heutiger Sicht ist keine wesentliche Änderung dieser Marktgrößen zu erwarten.

Aktuell ist die Momentanreserve noch ausreichend im System vorhanden. Sollten jedoch in Zukunft aufgrund einer fortschreitenden Reduktion der rotierenden Massen alternative Quellen für Momentanreserve notwendig werden (dena, 2014), wären Batteriesysteme technisch geeignet, um diese Anforderung zu bedienen. Für die Beschaffung der notwendigen Momentanreserve sind verschiedene Modelle vorstellbar. Eine Möglichkeit wäre ein eigener Markt, parallel und analog zu den existierenden Märkten für die anderen Arten der Regelleistung. In diesem Markt wäre insbesondere die Sekundärnutzung von Batteriesystemen im PRL-Einsatz eine wirtschaftlich interessante und technisch sehr gut realisierbare Option, da diese schon für eine direkte Reaktion auf die Netzfrequenz ausgerüstet sind. Eine alternative Möglichkeit wäre eine schrittweise Verschärfung der PRL-Anforderungen (schnellere Reaktionszeiten, steilere Leistungsgradienten) entsprechend des Rückgangs an rotierenden Massen. Auch in diesem Fall könnten Batteriesysteme sehr effektiv eingesetzt werden.

Sekundärregelleistung und Minutenreserve

Die Anforderungen für Sekundärregelleistung und Minutenreserve können aus technischer Sicht durch Batteriesysteme bedient werden. Allerdings ist die Kostenstruktur für Batteriesysteme im Vergleich zu den zahlreichen alternativen Technologien auf absehbare Zeit ungünstiger durch die hier im Vergleich zur PRL notwendigen größeren Energiekapazitäten. Einzig der Einsatz im Pool mit anderen Einheiten könnte für eine geringe Menge an Batteriesystemen eine wirtschaftliche Möglichkeit darstellen. Nur bei einer sehr günstigen Entwicklung der Preise für die Energiekapazität von Batteriesystemen könnten diese mittel- bis langfristig auch dann eine voll konkurrenzfähige Alternative in diesen Märkten darstellen, wenn sie primär für diesen Einsatzzweck installiert werden.

Die aktuelle Marktgröße in Deutschland für beide Regelleistungen beträgt zusammen +4,5 / -4,8 GW (SRL ± 2 GW und MRL + 2,5 / - 2,8 GW) mit leicht steigender Tendenz durch die zunehmende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien.

7.1.2 Batterieelektrische Fahrzeuge

In dieser Kategorie sind alle Fahrzeuge von Interesse, die ihre Batterie am Stromnetz nachladen. Darunter fallen alle rein elektrisch angetriebenen Fahrzeuge sowie *Plug-in-Hybride*. Im Jahr 2012 lag der Bestand derartiger Fahrzeuge in Deutschland bei rund 4.000. Er wächst jedoch mit über 80 Prozent pro Jahr und beträgt aktuell schon etwa 16.000 Fahrzeuge. Nach dem Willen der Bundesregierung sollen bis 2020 etwa eine Million derartiger Fahrzeuge auf Deutschlands Straßen unterwegs sein. Unabhängig davon,

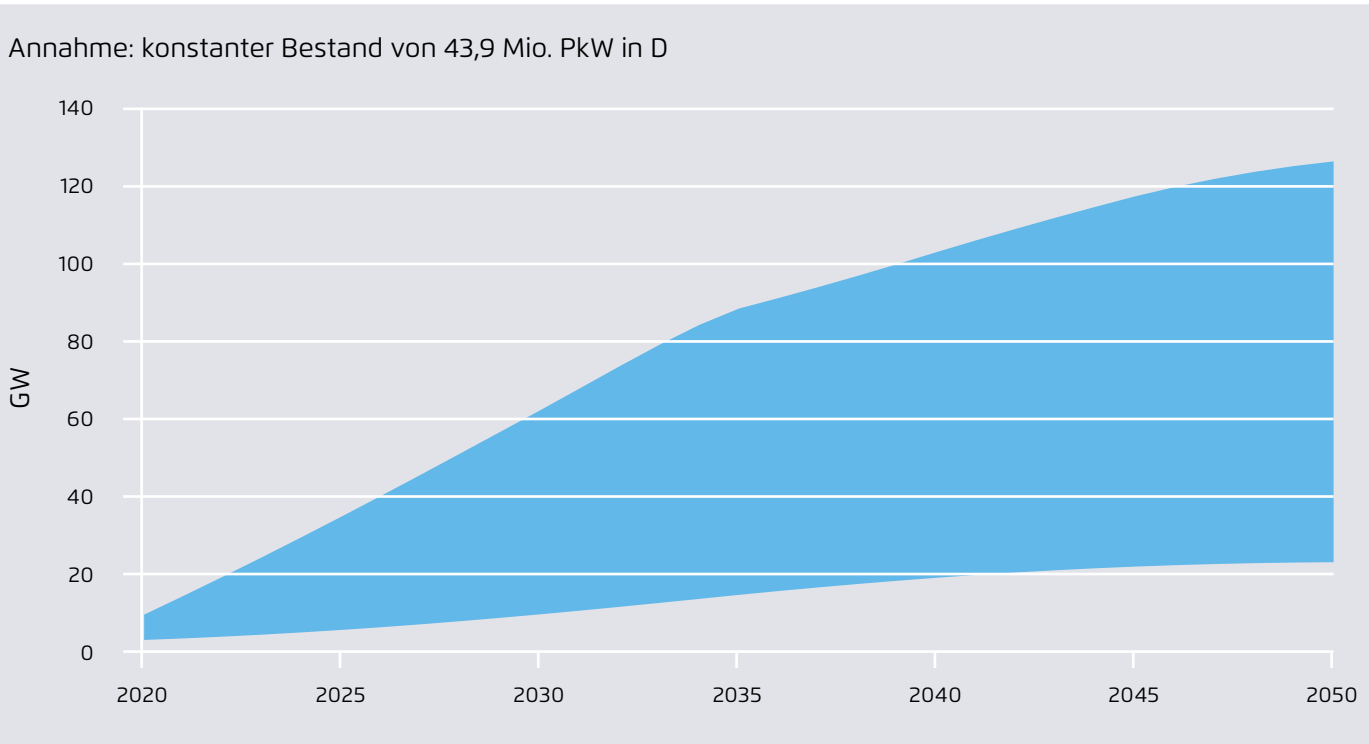
wann diese Marke genau erreicht sein wird, bedeutet jede Million entsprechender Fahrzeuge eine Netzanschlussleistung von mindestens drei Gigawatt.

Diese Zahl ergibt sich aus den 3,7 Kilowatt, die ein typischer einphasiger Kreis in deutschen Haushalten bereitstellen kann. Berücksichtigt ist ein Abschlag von knapp 20 Prozent, da nie alle Fahrzeuge gleichzeitig am Netz angeschlossen sind. Die Verwendung von Schnellladesystemen, die bis zu 50 Kilowatt Leistung erreichen, würde zu weit höheren Netzanschlussleistungen führen, was in den Abschätzungen hier jedoch nicht betrachtet wurde. Bezogen auf die über 40 Millionen Pkw, die in Deutschland aktuell zugelassen sind, lässt sich erkennen, dass ein signifikanter Ausbau des batterieelektrischen Anteils durch die resultierende enorme Anschlussleistung schnell systemrelevant würde.

Die in Abbildung 7-1 dargestellten Abschätzungen zur Netzanschlussleistung aller batterieelektrischen Fahrzeuge basieren auf einer Metastudie des Fraunhofer Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation (IAO) aus dem Jahr 2012 zur Marktentwicklung im Automobilbereich, kombiniert mit der unteren Abschätzung von drei Gigawatt Anschlussleistung je einer Millionen Fahrzeuge (Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation IAO, 2012). Dabei wird ein konstanter Fahrzeugbestand von 43,9 Millionen Pkw in Deutschland angenommen.

Die größte Herausforderung besteht darin, den Leistungsbedarf der batterieelektrischen Flotte unter möglichst geringen Einschränkungen für die Fahrzeugnutzer in das Stromsystem zu integrieren. Darüber hinaus bietet es sich an, das Potenzial zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen im Stromsektor nutzbar zu machen. Insbesondere die langen Standzeiten zu Hause und während der Arbeitszeit bieten sich zur passiven (Steuerung der Ladeströme)

Kumulierte Leistung von Elektrofahrzeugen und Plug-in-Hybrid-Pkw am Netz in Deutschland von 2020 bis 2050 — Abbildung 7-1



Eigene Darstellung

oder aktiven (bidirektionale Energieflüsse) Beeinflussung im Sinne der Anforderungen des Gesamtsystems an.

7.1.3 Hausspeichersysteme

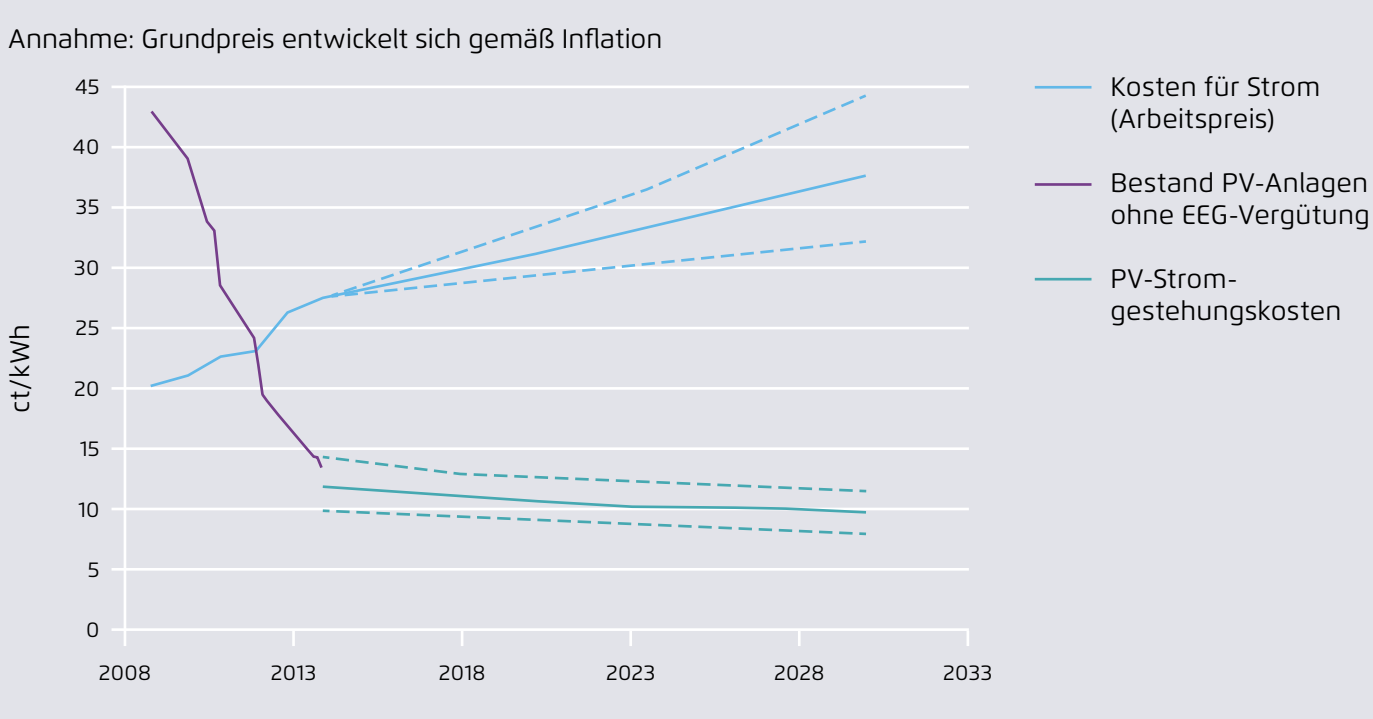
Bis in das Jahr 2012 war das Zwischenspeichern von Strom aus der eigenen PV-Anlage ohne wirtschaftliche Grundlage. Seitdem sind jedoch die Vergütungssätze des EEG für PV-Anlagen unter das Preisniveau für Kleinverbraucher für den Strombezug aus dem Netz gesunken. Die Preisdifferenz zwischen selbst erzeugtem Strom beziehungsweise der EEG-Vergütung und aus dem Netz bezogenem Strom ist mittlerweile schon deutlich angewachsen. In Zukunft ist mit einem weiteren Anwachsen der Differenz zu rechen. Eine illustrative Abschätzung möglicher Entwicklungen für den Strompreis (Arbeitspreis) und die Stromgestehungskosten für PV ist in Abbildung 7-2 dargestellt. Dabei wurden für die Entwicklung der Stromgestehungskosten aus PV die Daten aus (Fraunhofer ISE, 2013) angenommen und eine Inflation von zwei Prozent pro Jahr eingerechnet.

Der Strompreis (Arbeitspreis) für Kleinverbraucher wird mit einer jährlichen Steigerung von einem bis drei Prozent angenommen (Schätzung ISEA (RWTH Aachen)).

Zusammen mit den immer günstiger werdenden Speichersystemen ist zu erwarten, dass das Zwischenspeichern für den Verbrauch vor Ort finanziell lukrativ und somit für einen größeren Nutzerkreis attraktiv wird.

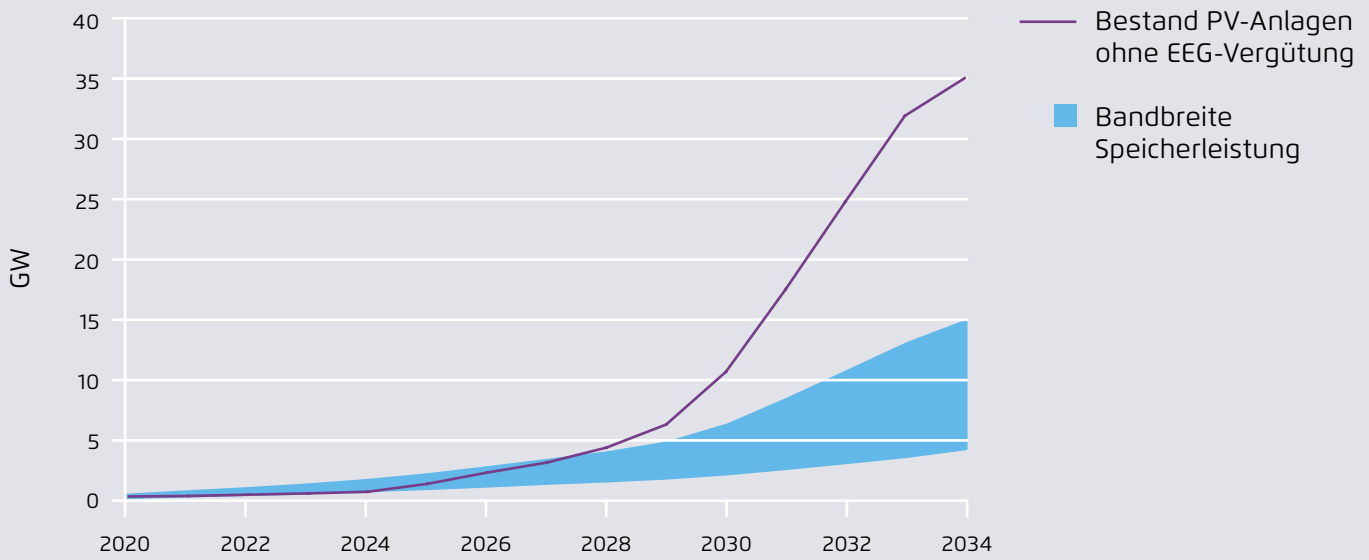
Je nach Annahme über die Steigerung der Strompreise für Privathaushalte und unter der Annahme, dass die regulatorischen Rahmenbedingungen und die Tarifstrukturen unverändert bleiben, können bereits heute Batteriesysteme bei 20 Jahren Lebensdauer und Amortisationsperiode mit Gewinn eingesetzt werden. Im Einzelnen hängt die Wirtschaftlichkeit von den Kosten der Systeme und den regulatorischen Rahmenbedingungen ab.

Entwicklung und Prognose der PV-Stromgestehungskosten, Arbeitspreis für Strom und EEG-Vergütung für PV-Strom — Abbildung 7-2



Eigene Darstellung

Kumulierte Leistung der aus der EEG-Förderung gefallenen Anlagen und Bandbreite möglicher Speicherleistung (GW) Abbildung 7-3



Eigene Darstellung

Aktuell sind in Deutschland rund 10.000 Hausspeicheranlagen installiert. Das entspricht einer kumulierten Leistung von 30 bis 40 Megawatt bei einer angenommenen Leistung von 3 bis 4 Kilowatt Leistung je Anlage. Der Markt wird sich mittelfristig analog zur Elektromobilität sehr dynamisch entwickeln. Einen kräftigen Schub wird es wahrscheinlich um das Jahr 2030 geben, wenn für eine große Zahl an PV-Anlagen die EEG-Förderung ausläuft.

Die Prognose des Marktwachstums ist sehr schwierig, weil die Wirtschaftlichkeit für die Anlagenbetreiber extrem vom gesetzlichen Rahmen und den Tarifstrukturen abhängt[7]. Die hier getroffene Abschätzung zur Entwicklung der installierten Speicherleistung basiert auf einer verhalten optimistischen Annahme für den Markt der Speicher in Kombination mit PV-Neuanlagen. Das heißt, es wird davon ausgegangen, dass sich das heutige starke Wachstum mit zunehmender Marktgröße rasch abschwächt, sodass die Zuwachsraten von heute 100 Prozent pro Jahr schrittweise über 40 Prozent pro Jahr im Jahr 2020 und 15 Prozent pro Jahr im Jahr 2025 auf 10 Prozent pro Jahr im Jahr 2030 sinken. Kumuliert ergeben sich so etwa 700.000 Anlagen bis 2030, für die pauschal vier Kilowatt Leistung pro Anlage angenommen wird. Dazu kommen die Installationen von Speichern in Ergänzung zu PV-Altanlagen, insbesondere solchen, die keine EEG-Förderung mehr bekommen. Für diese wurde angenommen, dass zum Förderende zwischen 5 und 30 Prozent der PV-Nennleistung dieser Anlagen als Speicherleistung installiert werden. Die resultierende Bandbreite der installierten Speicherleistung ist in Abbildung 7-3 dargestellt. Der hier angenommene Ausbau der Hausspeicher in Kombination mit PV-Anlagen führt dabei zu etwa 600 Megawatt installierter Leistung im Jahr 2020 und 3,4 bis 6 Gigawatt im Jahr 2030.

Die am Ende des Kapitels angeführten Zahlen für 2050 ergeben sich aus der groben Abschätzung des ISEA (RWTH

7 Sollte zum Beispiel der Hausstromtarif eine stark leistungsbezogene Komponente bekommen und damit der Arbeitspreis eine geringere Rolle spielen, wird der Einsatz eines Speichersystems für die Eigenverbrauchsoptimierung deutlich unattraktiver. Gleiches gilt für finanzielle Belastungen auf den Eigenverbrauch von Strom, da auch dadurch die nutzbare Preisdifferenz eingeschränkt wird.

Aachen), dass von den heute knapp 16 Millionen Wohngebäuden in Deutschland bis 2050 zwischen 25 und 67 Prozent einen Hausspeicher mit vier Kilowatt Leistung installiert haben. Gewerblich genutzte Immobilien sind in dieser Betrachtung nicht explizit berücksichtigt, dafür ist die Obergrenze bei den Hausspeichern in Wohngebäuden optimistisch gewählt.

Aus systemtechnischer Sicht bieten die Hausspeicher, insbesondere in größerer Menge, einige interessante Optionen. Auch ohne Kommunikation nach außen kann durch den Speicher zum Beispiel die maximale Einspeiseleistung der PV-Anlage deutlich reduziert werden, typischerweise ohne Weiteres auf die Hälfte der Nennleistung. Dadurch werden die Niederspannungsnetze entlastet und die Mittagsspitze der PV-Einspeisung abgeflacht. Wenn der Speicher um eine Fernwirkeinrichtung ergänzt wird, ergeben sich auch entsprechend weitere Möglichkeiten, ihn in aktiver Form zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu nutzen, sei es nun zur Spannungshaltung, für Blindleistung oder Regelenergie.

7.1.4 Unterbrechungsfreie Stromversorgung

Im Markt für unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) sind Batteriesysteme seit Jahrzehnten etabliert. Dieser verzeichnet seit einiger Zeit ein konstantes Wachstum, angetrieben insbesondere durch den Telekommunikationssektor. Im Vergleich der Absatzmärkte für Batteriesysteme stellen die USV immer noch einen wesentlichen Anteil des Gesamtmarktes dar. Allein der europäische Markt für USV hat ein Volumen von etwa zwei Milliarden Euro pro Jahr (Frost & Sullivan, 2011). Die Gesamtleistung dieser Systeme ist anders als bei Fahrzeugen und Hausspeichern nur schwer abzuschätzen, weil es eine große Vielfalt an stark unterschiedlichen Auslegungen gibt (Leistung, Energievorhaltezeit etc.). Abgesehen davon wäre die Aussagekraft dieser Zahl gering, da nur ein kleiner Teil der Systeme von relevanter Größe ist.

Aus Systemsicht interessant sind jegliche Überkapazitäten der USV-Batteriesysteme, sei es durch gezielte Überdimensionierung, um Systemdienstleistungen zur Steigerung der Rentabilität bereitzustellen, oder durch reduzierte Anforderungen der zu besichernden Stromverbraucher. Wirtschaftlich interessant ist der Einsatz von Teilen der Batteriekapazitäten von USV-Anlagen, weil dann nur eine Teilzyklisierung stattfindet, die zu einer erheblich höheren Lebensdauer, ausgedrückt in Energiedurchsatz, führt. Dadurch reduzieren sich die spezifischen Kosten für die Abschreibung der Batterie durch Zyklisierung und es kann eine sehr gute Wirtschaftlichkeit erreicht werden.

Eine weitere Einschränkung ergibt sich durch die Größe der einzelnen USV. Kleinst-USV von unter einem Kilowatt Leistung sowie Kurzzeit-USV mit Energievorhaltungszeiten von deutlich unter einer Stunde haben nicht die notwendige Größe, um den Aufwand für eine Zweitnutzung zu rechtfertigen.

Im heutigen Vergleich der Batteriesysteme am Netz stellen USV-Systeme den größten Teil der installierten Batteriekapazität. Die Erprobung des Einsatzes von USV-Anlagen für zusätzliche Netzdienstleistungen wird derzeit insbesondere von den Telekommunikationsunternehmen vorangetrieben.

7.1.5 Netzferne Batteriespeichersysteme

Der Markt für netzferne Anwendungen von Batterien ist wie die USV ein etablierter und wachsender Markt, angetrieben durch die Verbreitung des Mobilfunks und die Entwicklung entlegener Gegenden. Er vergrößert das Volumen des Gesamtmarktes für Batterien und kann so die Kostenreduktion durch Skaleneffekte in der industriellen Batterieproduktion positiv beeinflussen.

Direkte Auswirkung auf das Stromsystem haben diese Batterien keine.

7.1.6 Fazit

Neben den beiden etablierten Märkten der USV und der netzfernen Batteriesysteme entwickeln sich aktuell neue bedeutsame Anwendungen. Sowohl die batterieelektrischen Fahrzeuge, als auch die PV-Hausspeicher für die Eigenverbrauchsoptimierung erleben gerade die Phase der Markteinführung und Ausbildung eines substanziellen Marktes. Wesentliche Treiber hierfür sind einerseits

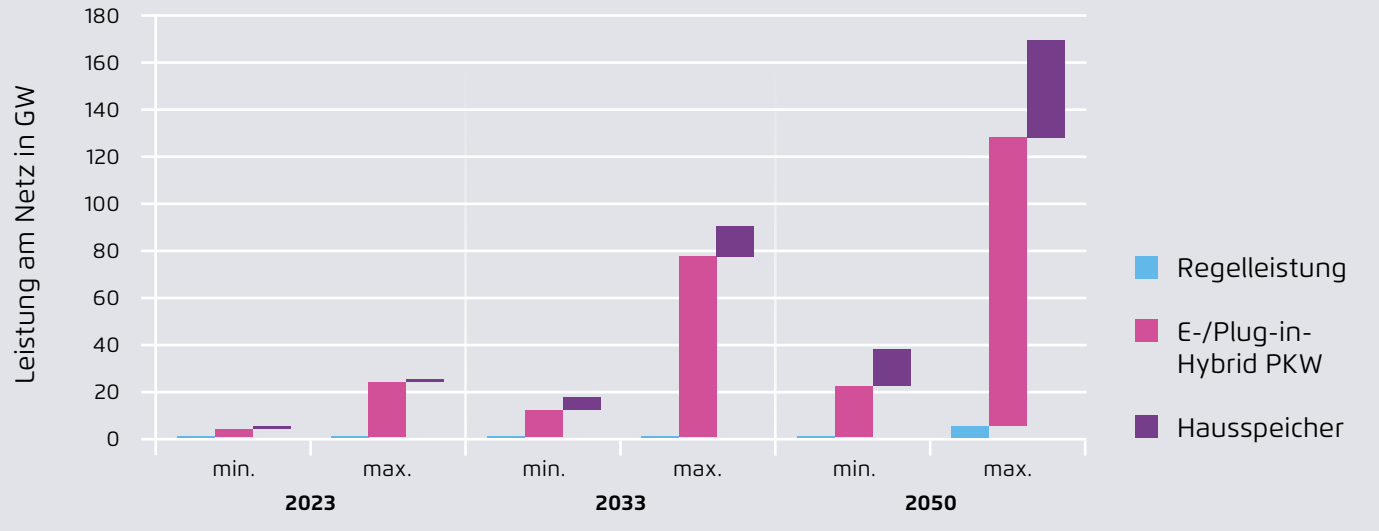
die CO_2-Gesetzgebung für Fahrzeuge in Europa und die immer weiter steigenden Stromkosten für Haushaltsanschlüsse. Gleichzeitig erfahren Batterien eine erhebliche Kosten- und Preissenkung durch den Anstieg der Produktionszahlen (*Economy of Scale*). Insbesondere Lithium-Ionen-Batterien zeigen bereits aktuell eine dramatische Preisreduzierung, die vor allem durch Märkte für Elektromobilität und eine aggressive Preispolitik der asiatischen Batteriehersteller getrieben wird.

Für die drei Märkte Regelreserve, Elektromobilität und Hausspeicher wurden grobe Abschätzungen der Bandbreiten einer möglichen zukünftigen Marktentwicklung durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 7-4 zusammengeführt. Bis 2033 führt selbst die Kombination der jeweils minimalen Abschätzungen der einzelnen Märkte (jeweils links als „min." dargestellt) zu relevanten Größenordnungen von 18 Gigawatt im Jahr 2033. Die Abschätzungen zeigen, dass im Jahr 2050 die betrachteten Märkte bei den hier getroffenen Annahmen das deutsche Stromsystem im minimalen Fall mit circa 40 Gigawatt und im maximalen Fall mit über 170 Gigawatt stark prägen könnten.

Im Vergleich der einzelnen Märkte fällt die besondere Rolle der Elektromobilität auf. Die Bedeutung der Hausspeicher in Bezug auf das Stromversorgungssystem ist bei den hier getroffenen Annahmen im Jahr 2023 sehr gering und bleibt auch langfristig weniger relevant als die Elektromobilität. Der Markt für Regelleistung ist im Vergleich zu den beiden anderen Märkten in der langfristigen Perspektive sehr klein.

Während das Stromsystem auch in Zukunft nicht essenziell auf Batteriesysteme angewiesen sein wird, so ergeben sich doch durch andere Einsatzzwecke ganz erhebliche Mengen an Batterieleistungen im Stromnetz (s. Abbildung 7-4). Es bietet sich an, deren Potenzial zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu nutzen. Im Gegensatz zu Investitionen in primär für Systemdienstleistungen vorgesehene Batteriesysteme, ergeben sich für die Nutzung der zu anderen Zwecken installierten Batteriesysteme bessere wirtschaftliche Möglichkeiten, da die Finanzierung hier zu einem wesentlichen Teil bereits durch die Hauptnutzung gedeckt wird. Entsprechend könnten diese Speichersysteme in Sekundärnutzung extrem kompetitiv ihre Dienstleistungen auf den Märkten anbieten. Dadurch wiederum könnten speziell für Arbitrage und System-

Bandbreite installierter Leistung an Batteriespeicher in den jeweiligen Referenzjahren — Abbildung 7-4



Eigene Darstellung

dienstleistungen installierte Systeme mit langen Amortisationszeiten in Zukunft erhebliche wirtschaftliche Probleme bekommen.

7.2 Märkte für *Power-to-Gas* und chemische Energiespeicher

Neben Märkten für Batteriespeicher außerhalb des Stromsektors folgt an dieser Stelle eine eingehende Betrachtung möglicher Marktpotenziale von *Power-to-Gas/-Liquid/-Chemicals* auf Basis von verschiedenen technischen Betrachtungen und Studien. Der Fokus liegt dabei auf der Dekarbonisierung des Verkehrs- und Chemiesektors. Der Wärmemarkt für *Power-to-Gas* wird nicht gesondert erfasst, da er sehr klein ist und im Idealfall über KWK-Anlagen erschlossen wird (Sterner, et al., 2011).

Zusammen mit dem Stromsektor ergeben sich damit drei Märkte:

- Märkte für *Power-to-Gas* als Stromspeicher
- Märkte für Stromkraftstoffe (*Power-to-Gas*, *Power-to-Liquid*)
- Märkte für chemische Grundstoffe (*Power-to-Chemicals*, *Power-to-Products*)

Die Terminologie um *Power-to-Gas* wird um drei Begriffe erweitert und als ***Power-to-X*** (PtX) zusammengefasst:

Stromkraftstoffe sind Kraftstoffe, welche auf der energetischen Basis von Strom erzeugt wurden. Dazu zählen sowohl gasförmige chemische Energieträger wie Wasserstoff oder Methan (Windgas) als auch flüssige chemische Energieträger wie Methanol, Fischer-Tropsch-Diesel oder Fischer-Tropsch-Kerosin.

Power-to-Chemicals beschreibt Grundstoffe der chemischen Industrie wie Wasserstoff, Methan oder Methanol, welche strombasiert über Wasserelektrolyse und verfahrenstechnischen Synthesen gewonnen werden und zu strombasierten Produkten weiterverarbeitet werden (*Power-to-Products*, zum Beispiel Kosmetika aus Wachsen der Fischer-Tropsch-Synthese).

7.2.1 Chemische Energiespeicher im Verkehrs- und Chemiesektor

Wird die Dekarbonisierung der Wirtschafts- und Lebensräume im Rahmen des Klimaschutzes ernst genommen, betrifft die Reduktion von Klimagasen nicht nur den Strom- und Wärmesektor, sondern auch den Verkehrssektor und andere Wirtschaftszweige mit hohem Verbrauch fossiler Rohstoffe wie dem Chemiesektor oder Emissionen aus Landnutzungsänderungen wie die Land- und Forstwirtschaft.

Da die Landwirtschaft eng mit den Nahrungsbedürfnissen der Menschen verbunden ist, bleibt hier nur begrenzt Spielraum zur Dekarbonisierung. Folglich können Sektoren erfasst werden, die heute noch von einer Emissionsbegrenzung, beispielsweise über den Emissionshandel im Stromsektor, ausgenommen sind.

Große Mengen an fossilen Rohstoffen werden im Verkehr und der chemischen Industrie verbraucht. Diese zu ersetzen, ist keine einfache Aufgabe.

7.2.1.1 Stromkraftstoffe im Verkehr

Stromkraftstoffe sind aus verschiedenen Gründen für den Verkehrssektor als erneuerbare Energiequelle attraktiv:

- 1. Die Mobilität ist extrem erdölabhängig.
- 2. die Alternative Elektromobilität ist nur beschränkt umsetzbar, es bleiben wesentliche Bereiche, die nicht zu elektrifizieren sind, wie zum Beispiel der Luft- und Schiffsverkehr, Teile des Güter- und Langstreckenverkehrs sowie bestimmte Arbeitsmaschinen wie Traktoren, Baufahrzeuge etc.
- 3. die Alternative Biokraftstoffe ist beschränkt durch ein nachhaltiges Potenzial (Flächenverfügbarkeit, Tank-Teller-Diskussion), die damit verbundene Akzeptanz und die ökologischen Grenzen von Energiepflanzen (Landnutzungsänderungen, Bodenerosion, Monokulturen, Wasserbedarf, Düngemittel etc.).

Stromkraftstoffe haben über Wind- und Solarenergie ein ausreichendes Potenzial und können die notwendige

Energiedichte aufweisen, die beispielsweise im Langstreckenverkehr erforderlich ist.

7.2.1.2 Stromgenerierte Rohstoffe für die chemische Industrie

Die Rohstoffbasis der chemischen Industrie ist wie die Mobilität sehr stark erdölabhängig, die Alternative biomassebasierter Rohstoffe aus Bioraffinerien weißt dieselben Grenzen wie Biokraftstoffe auf. Daher erscheint auch hier der Einsatz von Strom aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen zur Gewinnung von stromgenerierten Rohstoffen über verschiedene Prozesse wie Elektrolysen und Synthesen als sinnvoll. Dieser technologische Pfad ist vielversprechend, da beispielsweise Wasserstoff sehr gut in bestehende Raffinerieprozesse wie die Aufhydrierung langkettiger Kohlenwasserstoffe integriert werden kann und dabei hohe Wirkungsgrade in der Umsetzung erzielt werden.

Die entstehende Abwärme der Energiewandlungs- und -speicherverfahren lässt sich vielmals in einem Chemiepark nutzen; der Umgang mit außergewöhnlichen Stoffen wie Wasserstoff ist dort Standard.

Speicheranlagen zur Gewinnung von Stromkraftstoffen oder stromgenerierten Rohstoffen können darüber hinaus auch am Regelleistungsmarkt eingesetzt werden, um zusätzliche Erlöse zu generieren.

7.2.1.3 Ableitung von technischen Marktpotenzialen für *Power-to-X* im Verkehrs- und Chemiesektor

In der vom Umweltbundesamt (UBA) veröffentlichten Studie *Treibhausgasneutrales Deutschland 2050* (UBA, 2014) liegt eine fundierte Analyse über ein „Standbild" von Deutschland bei einer Reduktion aller Treibhausgase um 95 Prozent im Szenariojahr 2050 gegenüber dem Jahr 1990. Darin werden sowohl der Verkehrs- als auch der Chemiesektor dekarbonisiert. Diese Studie dient als Basis für die abgeleitete Marktbetrachtung.

Marktpotenziale im Verkehrssektor

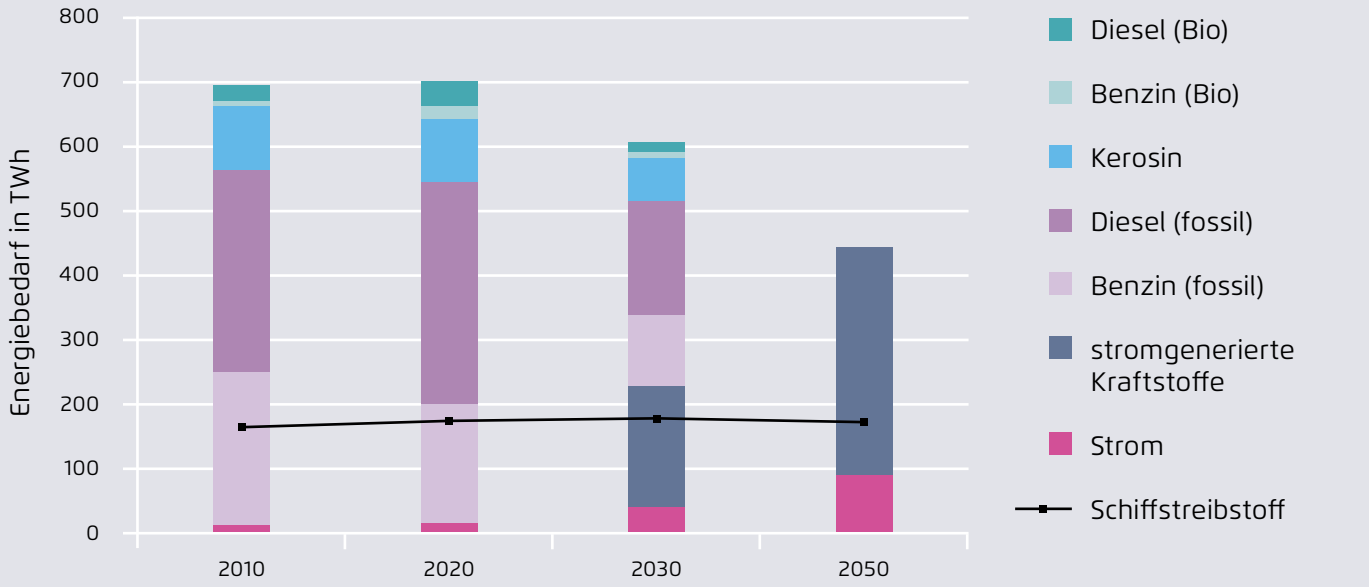
In der Studie wird für das Jahr 2020 im Verkehrssektor davon ausgegangen, dass Stromkraftstoffe aus *Power-to-Gas*- oder *Power-to-Liquid*-Anlagen noch keine Rolle spielen werden (siehe Abbildung 7-5). Der EE-Anteil am Endenergiebedarf des Verkehrs wird hier noch vollständig über Biokraftstoffe gedeckt. Erst zwischen 2020 und 2030 werden in diesem Szenario sehr große *Power-to-Gas* beziehungsweise *Power-to-Liquid*-Kapazitäten aufgebaut, um 2030 mehr Stromkraftstoffe als fossiles Diesel zu verbrauchen und den Einsatz von Biokraftstoffen deutlich zu begrenzen. Im Jahr 2050 haben dann Stromkraftstoffe die fossilen und biogenen Kraftstoffe (exklusive Schiffsverkehr) vollständig ersetzt und ergänzen Strom als Energieträger für die Elektromobilität im Endenergieverbrauch des Verkehrssektors.

Da eine solch abrupte Markteinführung und -positionierung von PtX in der Dekade zwischen 2020 und 2030 in der Realität nicht wahrscheinlich erscheint, wird in dieser vorliegenden Studie *Stromspeicher in der Energiewende* davon ausgegangen, dass bereits im Jahr 2020 von 3 bis 50 Prozent der in der UBA-Studie angenommenen Biotreibstoffe über PtX erzeugt werden.

Zur Ableitung der Marktgröße für PtX-Anlagen (vorwiegend *Power-to-Gas*-Anlagen) werden Bandbreiten der Energiemengen angesetzt, mit denen eine Wahrscheinlichkeit der zukünftigen Entwicklung abgedeckt werden soll. Die Wirkungsgradbandbreiten stammen aus den Parametern der Technologien im Anhang 8.1. Dabei wird in den frühen Szenariojahren von pessimistischen und in den späten Szenariojahren von optimistischen Werten ausgegangen.

PtX-Anlagen sollten nur mit Strom aus erneuerbaren Quellen betrieben werden, um CO_2-arme Kraft- und Rohstoffe herzustellen, idealerweise mittels Überschussstrom aus EE-Anlagen. Als Auslastung (Volllaststunden) werden für das Szenariojahr 2023 4.000 Volllaststunden, für 2023 5.000 und für das Szenariojahr 2050 6.000 Volllaststunden angesetzt. Dabei wird einerseits von steigenden Stromüberschüssen ausgegangen, die reine Stromkraftstoffanlagen im Strombezugsportfolio mit direkt verbundenen EE-Anlagen ergänzen. Die Anlagen verwerten nur EE-Strom und sind netzdienlich geführt, was eine opti-

Endenergiebedarf des Verkehrs im UBA-THGND-Szenario in Petajoule pro Jahr — Abbildung 7-5



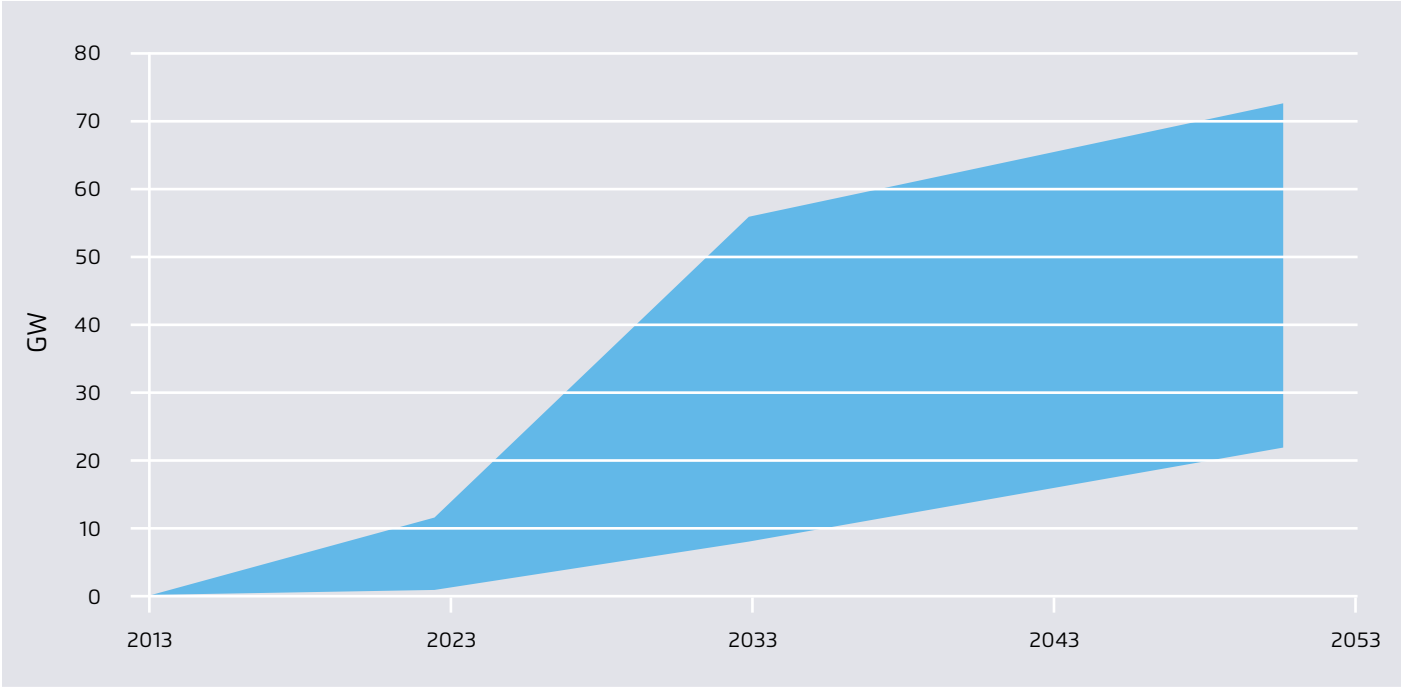
UBA, 2014

Anteil am Energiebedarf und dafür benötigte Einspeicherleistung zur Herstellung von Stromkraftstoffen für den Verkehrssektor — Tabelle 7-1

Referenzjahre	**2023**	**2033**	**2050**
allgemeine Parameter			
mittlere Wirkungsgrade in %	63,7	71,4	80,4
obere, progressive Abschätzung			
Energiebedarf in TWh (Kraftstoffe)	30	205	360
benötigte mittlere Kraftwerksleistung in GW	11,8	57,4	74,6
untere, konservative Abschätzung			
Energiebedarf in TWh (Kraftstoffe)	2	29	108
Anteil obere Abschätzung	3%	15%	30%
Benötigte mittlere Kraftwerksleistung in GW	0,8	8,1	22,4

Eigene Darstellung

Kumulierte Leistung von *Power-to-Gas/Power-to-Liquid* für Mobilität am Netz in Deutschland bis 2050 Abbildung 7-6



Eigene Darstellung

mistische Annahme darstellt. Diese Auslastungswerte gelten als exemplarisch. Bei Anpassung auf kleinere Werte steigen entsprechend die Zahlen der installierten Leistung von PtX-Anlagen.
Die obere und untere Abschätzung einer möglichen Marktentwicklung von *Power-to-Gas/-Liquid* in der Mobilität leitet sich in Tabelle 7-1 wie folgt aus der UBA-Studie ab:

- → 2023: 3 bis 50 Prozent der Biokraftstoffe aus UBA-Studie,
- → 2033: 15 bis 100 Prozent der Stromkraftstoffe aus UBA-Studie,
- → 2050: 30 bis 100 Prozent der Stromkraftstoffe aus UBA-Studie.

Damit kann sich für *Power-to-Gas* ein großer Markt in der Mobilität ergeben, wenn entsprechende Klimaschutzziele vorgegeben werden (siehe Abbildung 7-6).

Marktpotenziale im Chemiesektor

Im Industrie- und Chemiesektor werden große Mengen an chemischen Energieträgern benötigt, die bei Ressourcenknappheit und Dekarbonisierung nach der UBA-Studie *Treibhausgasneutrales Deutschland* bis 2050 durch erneuerbare Rohstoffe zu ersetzen sind. Ein Weg ist die Nutzung der chemischen Energiewandlung und -speicherung über *Power-to-Gas/-Liquids/-Chemicals*.

Der Bedarf an chemischen Energieträgern wie Wasserstoff oder Methan als Rohstoffe der chemischen Industrie in Deutschland zur Gewinnung von beispielsweise Ammoniak ist sehr hoch. Er liegt heute bei 15,3 Millionen Tonnen Erdöl, 3 Millionen Tonnen Erdgas, 0,2 Millionen Tonnen Kohle und 2,7 Millionen Tonnen nachwachsenden Rohstoffen, deren Energiegehalt insgesamt 237 Terawattstunden beträgt.

In der UBA-Studie wird davon ausgegangen, dass die Chemieindustrie zukünftig ihren Rohstoffbedarf weiter steigert. Für das Jahr 2050 wird prognostiziert, dass die

Steigerung der Produktion durch eine gleichzeitige Effizienzsteigerung auf 293 Terawattstunden begrenzt werden kann. Der Rohstoffbedarf wird größtenteils über stromgenerierte Rohstoffe gedeckt (UBA, 2014). Ein kleiner Anteil von vier Prozent kann nicht stromgeneriert erzeugt werden wie zum Beispiel Aktivkohle, weshalb dieser Anteil über nachwachsende Rohstoffe substituiert wird. Da für die Zwischenjahre keine Werte zur Verfügung stehen, wird hier von einem linearen Wachstum zwischen heute und 2050 ausgegangen und die Werte werden für die Jahre 2023 und 2033 interpoliert.

Die obere, progressive und untere, konservative Abschätzung einer potenziellen Marktentwicklung von *Power-to-X* im Chemiesektor ergibt sich in Tabelle 7-2 wie folgt:

→ 2023: 0,5 bis 5 Prozent aller chemischen Rohstoffe,
→ 2033: 5 bis 30 Prozent aller chemischen Rohstoffe,
→ 2050: 30 bis 96 Prozent aller chemischen Rohstoffe (UBA-Studie).

In der Umsetzung der Dekarbonisierung des Chemiesektors kommt *Power-to-X* demnach eine Schlüsselrolle zu (siehe Abbildung 7-7).

7.2.2 Gesamte Marktpotenziale aus Strom-, Verkehrs- und Chemiesektor

Zu den Betrachtungen des Verkehrs- und Chemiesektors kommen die Ergebnisse aus Kapitel 5 zu *Power-to-Gas* im Stromsektor hinzu: Aufgrund von wirtschaftlichen Aspekten wird Power-to-Gas erst mit einer hohen Anlagenauslastung im Szenariojahr 2050 konkurrenzfähig. In den anderen Jahren ist entsprechend keine Stromspeicherleistung installiert. *Power-to-Gas* für den Wärmesektor wird in dieser Studie aufgrund von effizienteren Alternativen wie Power-to-Heat nicht betrachtet.

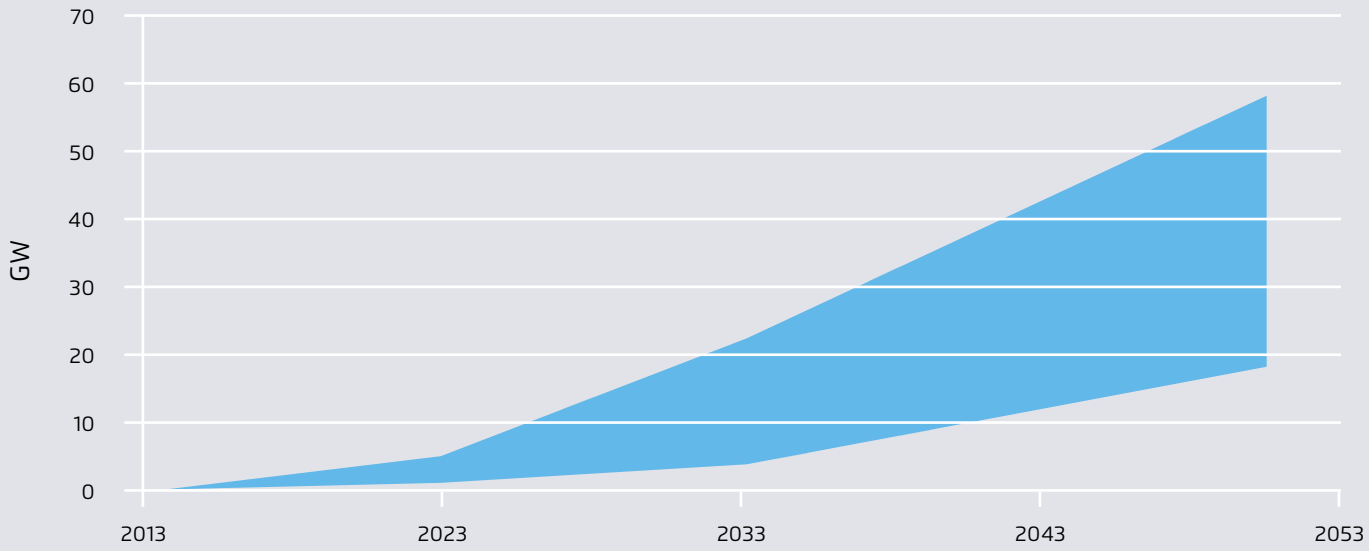
Entwicklung des Rohstoffverbrauchs in Energieäquivalent im Chemiesektor und Entwicklung des Anteils der strombasierten Rohstoffe samt abgeleiteter *Power-to-X*-Leistung in den jeweiligen Bandbreiten

Tabelle 7-2

Referenzjahre	**2023**	**2033**	**2050**
allgemeine Parameter			
mittlere Wirkungsgrade in %	63,7	71,4	80,4
Gesamtbedarf Rohstoffe chemische Industrie in TWh	252	267	293
obere, progressive Abschätzung			
Energiebedarf in TWh (Energieäquivalent der Rohstoffe)	12,6	80,1	282
Anteil Gesamtbedarf	5%	30%	96%
benötigte mittlere Kraftwerksleistung in GW	4,9	22,4	58,5
untere, konservative Abschätzung			
Energiebedarf in TWh (Energieäquivalent der Rohstoffe)	2,5	13,4	88
Anteil Gesamtbedarf	1%	5%	30%
benötigte mittlere Kraftwerksleistung in GW	1	3,7	18,2

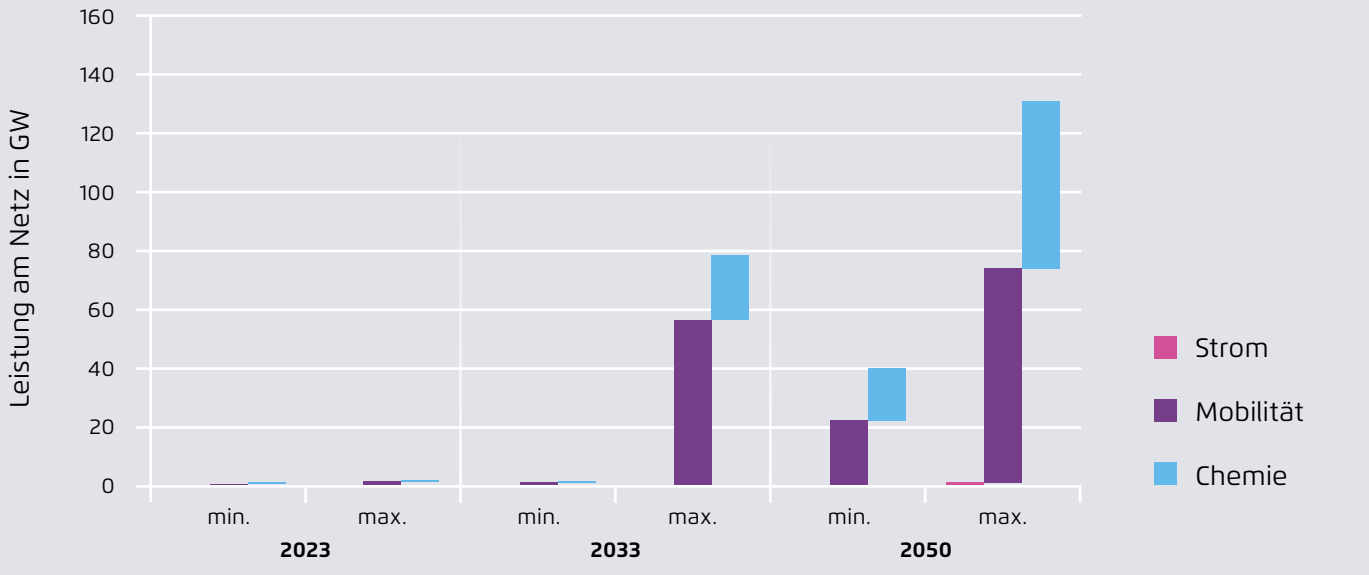
Eigene Darstellung

Bandbreite der installierten Leistung von *Power-to-Gas/-Liquid* in der Chemie am Netz in Deutschland bis 2050 Abbildung 7-7



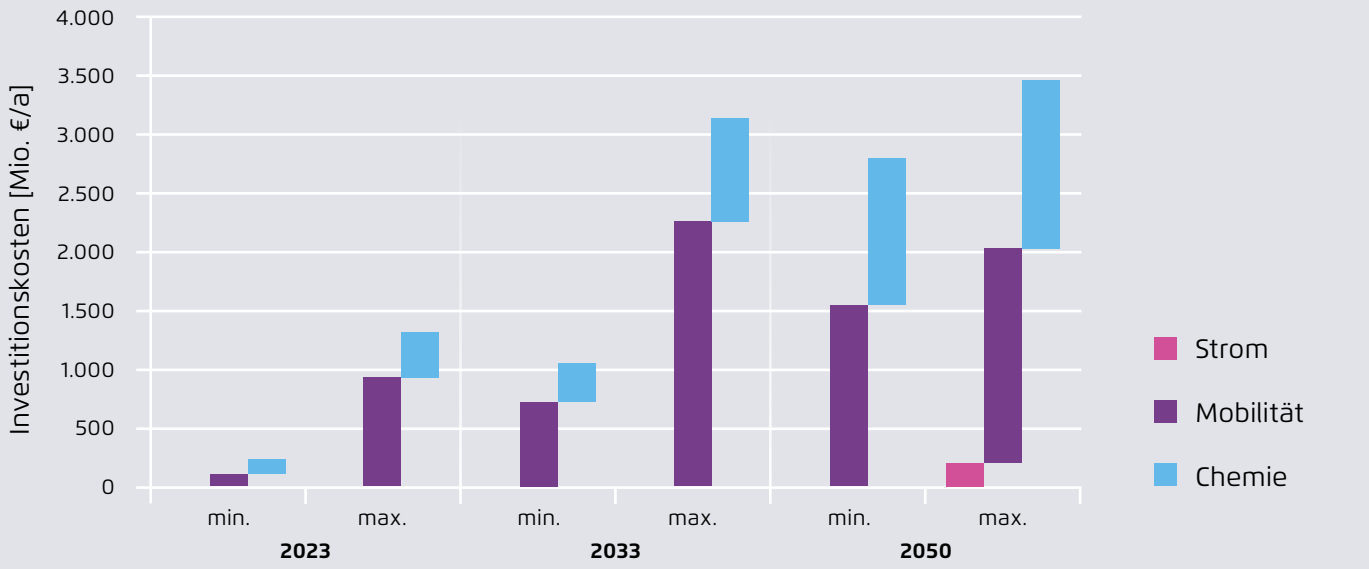
Eigene Darstellung

Märkte für *Power-to-X* Abbildung 7-8



Eigene Darstellung

Abschätzung des möglichen Marktvolumens *Power-to-X* Abbildung 7-9



Eigene Darstellung

Alle drei Sektoren Strom, Verkehr und Chemie ergeben eine große Bandbreite der möglichen installierten Leistung (siehe Abbildung 7-8). Diese Leistungsprojektion kann über die angenommenen Investitionskosten in jährliche Marktvolumina in Millionen Euro umgerechnet werden (siehe Abbildung 7-9).

7.2.3 Kostendegression auf Basis eines Lernkurvenansatzes bei Ausbau von *Power-to-Gas* alleine in Deutschland

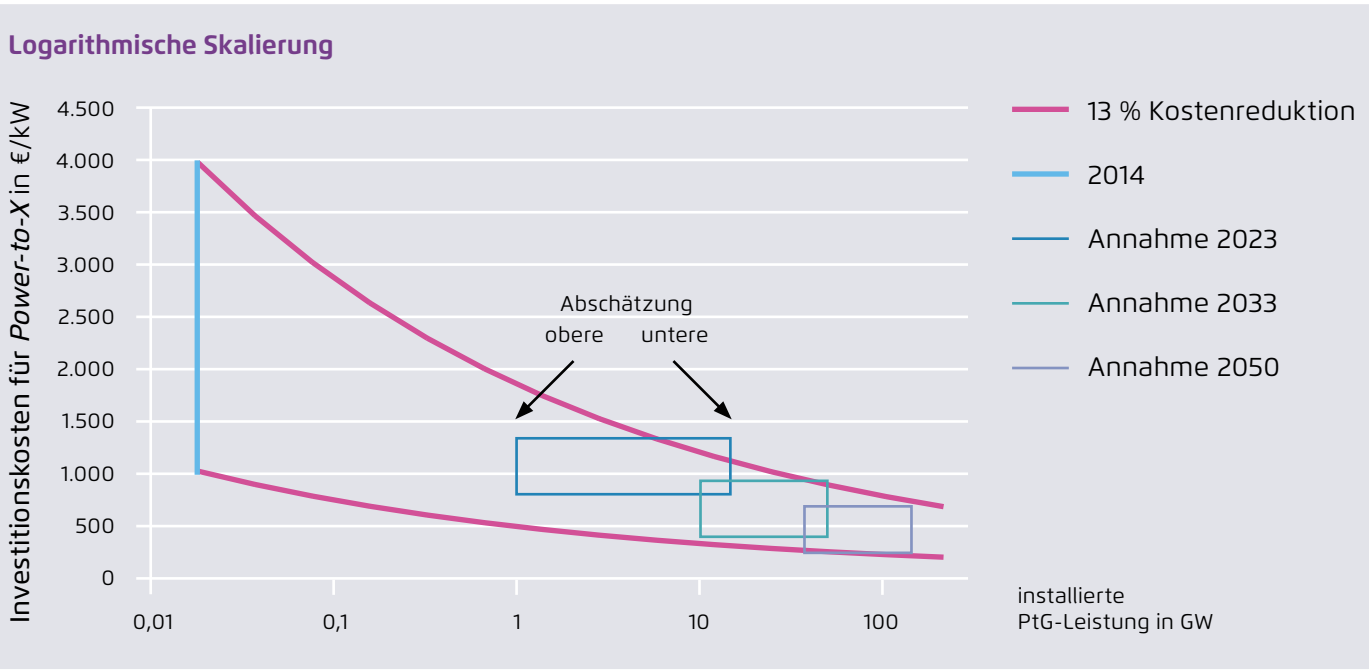
In der vorliegenden Studie wurde unabhängig von der Marktbetrachtung dieses Kapitels eine Bandbreite einer möglichen Kostenentwicklung für *Power-to-Gas*-Anlagen für die Simulationen zur Frage des Speicherbedarfs auf Ebene des Übertragungsnetzes in Kapitel 5 abgeschätzt. Diese Annahmen wurden auf Basis einer Marktanalyse und Herstellerangaben erstellt und mit Experten aus der Industrie diskutiert und unter Berücksichtigung der Rückmeldungen geschärft. Die Kostenentwicklung ist in Abschnitt 3.4.2 hergeleitet. Die damit verbundene Unsicherheit ist in den Bandbreiten der Ergebnisse der Modellierung abgebildet.

Diese Annahmen werden im Folgenden verglichen mit einer Kostenentwicklung basierend auf dem Lernkurvenansatz. Dieser Ansatz basiert auf der empirischen Beobachtung, dass mit jeder Verdopplung der installierten Kapazität (kumulativ) einer Technologie die Kosten einer Technologie um einen festen Prozentsatz sinken. Im Folgenden wird für diese Lernrate für die Technologie *Power-to-Gas* auf Basis einer Expertenschätzung der Wert von 13 Prozent angenommen. Ausgangspunkt ist der heutige Stand mit einer installierten *Power-to-Gas*-Leistung von 0,03 Gigawatt in Deutschland. Ferner wird unterstellt, dass sich die installierte Leistung in Deutschland in der oben beschriebenen Bandbreite entwickelt. Zusätzliche kostensenkende Effekte durch die Weiterentwicklung und Installation der Power-to-Gas-Technologie außerhalb Deutschlands wurden als konservative Abschätzung nicht in die Lernkurvenabschätzung einbezogen.

Eine Lernrate von 13 Prozent für *Power-to-Gas* wird als realistischer mittlerer Wert angesehen, da die meisten Anlagen derzeit noch in der Manufaktur hergestellt werden. Daher können in der Technologie über Materialauswahl

Bandbreite der Kostenentwicklung bei einem Lernkurvenansatz mit einer Lernrate von 13 % im Vergleich mit den für die Modellierungen zum Speicherbedarf separat getroffenen Annahmen zur Kostenentwicklung von Langzeitspeichern und der Abschätzung der progressiven und konservativen Entwicklung der installierten *Power-to-Gas*-Anlagenleistung

Abbildung 7-10



Eigene Darstellung

und Automatisierung noch große Kostensenkungspotenziale gehoben werden, sobald sich ein kleiner Markt bildet.

Abbildung 7-10 zeigt die auf Basis dieses Lernkurvenansatzes resultierenden Kosten im Vergleich zu den in dieser Studie getroffenen Annahmen. Dabei markieren die Vierecke die Kostenannahmen der Studie der jeweiligen Szenarien (siehe Abschnitt 3.4.2). Die vertikalen Linien repräsentieren die im Abschnitt 7.2.2 ermittelten installierten Leistungen nach den oberen, progressiven und unteren, konservativen Abschätzungen.

7.2.4 Maximaler Strompreis für konkurrenzfähige Stromkraftstoffe

Zur weiteren Einordnung der Marktabschätzung für Stromkraftstoffe und stromgenerierten Rohstoffen auf Basis von *Power-to-X* wird ausgehend von fossilen Kraftstoffpreisen rückgerechnet, wie viel der Strom maximal kosten darf, um mit *Power-to-Gas/-Liquids* konkurrenzfähig Kraftstoff zu produzieren.

Dabei werden auf Basis der Annahmen zu den Kostenbandbreiten von *Power-to-Gas-/-Liquids*-Anlagen und technischen Parametern die Referenzpreise für Erdöl und CO_2-Emissionszertifikate aus Anhang 0 verwendet.

Die Abschätzung der Preisentwicklung für Erdöl wird um einen Wirkungsgrad der Raffinerie von 93 Prozent erweitert, da nicht Erdöl, sondern dessen Derivate Heizöl, Diesel und Benzin mit erneuerbaren Stromkraftstoffen konkurrieren. Diese Werte sind in Tabelle 7-3 niedergelegt.

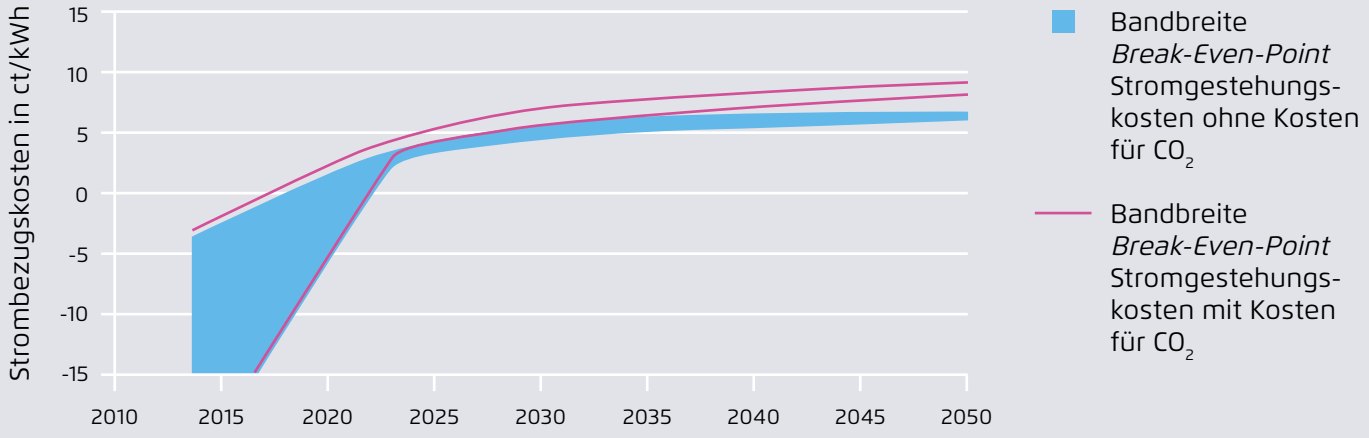
Mit der Abschätzung zur installierten Leistung und Volllaststunden aus den vorhergehenden Abschnitten kann eine Rückrechnung auf die Strombezugskosten erfolgen, wie dies in Abbildung 7-11 dargestellt ist. Die errechneten

Abschätzung der Preisentwicklung von Rohöl und CO_2 Tabelle 7-3

	2014	2023	2033	2050
Rohölpreis Grenzübergang in €/toe	446	572	696	696
Rohölpreis Grenzübergang in €/kWh	0,0383	0,0492	0,0598	0,0598
Ölpreis nach Raffinerie	48	61	74	74
CO_2-Preise in €/t	13	27,0	45,00	75,00
CO_2-Preise in €/kWh	0,0042	0,0086	0,0144	0,0240

Eigene Darstellung

Bandbreite Strombezugskosten mit und ohne Berücksichtigung von CO_2-Kosten im Vergleich zum *Break-Even* mit Kraftstoff ab Raffinerie pro Kilowattstunde (Anstieg Ölpreis bis 95 Euro pro Barrel im Jahr 2050) Abbildung 7-11



Eigene Darstellung

Strombezugskosten berechnen sich aus einer Betrachtung ohne Gewinnspannen für den Betreiber der *Power-to-Gas*-Anlage und ohne Abgaben oder Steuern auf den eingekauften Strom oder den eingesparten Kraftstoff.

Es zeigt sich, dass Stromkraftstoffe heute selbst im besten Fall noch nicht wirtschaftlich sind, da der Strom selbst bei kostenlosem Bezug zu teuer ist. Es treten zwar vereinzelt negative Strompreise an der Strombörse auf, jedoch nicht über die hier angesetzten 4.000 Volllaststunden pro Jahr.

Aufgrund der fallenden Investitionskosten für *Power-to-Gas/-Liquid*-Anlagen bei einer frühen Marktentwicklung können ab Mitte der 2020er-Jahre Stromkraftstoffe wirtschaftlich erzeugt werden, wenn Strom aus erneuerbaren Quellen über 4.000 bis 5.000 Stunden im Jahr in Stromkraftstoffanlagen für drei bis fünf Cent pro Kilowattstunde bezogen werden kann. Für küstennahe Windkraftanlagen oder die Wasserkraft sind dies realistische Werte. Bis 2050 verbessert sich diese Situation weiter: Der bezahl-

bare Strompreis im Stromeinkauf der Anlage steigt auf sechs bis sieben Cent pro Kilowattstunde.

Diese Betrachtungsweise ist in gewisser Weise pessimistisch, da der grüne, CO_2-neutrale Kraftstoff einen Mehrwert gegenüber fossilem, CO_2-intensivem Kraftstoff aufweist. Da sich ein realer Marktwert für grünen Kraftstoff nur schwer in die Zukunft projizieren lässt, wird zum Vergleich der Preis für ein mögliches CO_2-Emissionszertifikat für fossilen Kraftstoff herangezogen. Wird ein Emissionshandel im Verkehrssektor ähnlich zum Stromsektor mit denselben Zertifikatspreisen eingeführt, kann die Wirtschaftlichkeit der Anlagen weiter gesteigert werden beziehungsweise können höhere Strompreise gezahlt werden. Bei der hier unterstellten Entwicklung der Preise für CO_2-Zertifikate zwischen 2020 und 2030 können in dem Fall 2,5 bis 7 Cent pro Kilowattstunde und zwischen 2030 und 2050 maximal 7 bis 9 Cent pro Kilowattstunde bezahlt werden. Nicht betrachtet wird ein zusätzlicher Mehrwert durch die Vermeidung von fossilen Energieimporten.

Die großen notwendigen Strommengen für Stromkraftstoffe können ergänzend zur Produktion an Land entweder im Ausland oder auf hoher See durch Nutzung von Wind- und Meeresenergie über schwimmende Plattformen und Energieschiffe gewonnen werden, wo mehr Potenzial und geringere Akzeptanzprobleme vorhanden sind als an Land (UBA, 2014).

Die Option von Stromkraftstoffen in der Mobilität ist damit nicht unrealistisch und erscheint aus heutiger Sicht nicht nur technisch, sondern auch wirtschaftlich machbar.

7.2.5 Fazit

Analog zu Batteriespeichern entwickeln sich auch in der chemischen Energiespeicherung die Märkte zunächst außerhalb des Stromsektors. *Power-to-X* ist eine vielfältige Technologie zur Energiespeicherung und weit mehr als ein Stromspeicher. Durch diese Flexibilität ist es möglich, auch im Verkehrs- und Chemiesektor eine Dekarbonisierung zu gestalten.

In diesen beiden Bereichen ist die Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen besonders ausgeprägt und sind die erneuerbaren, CO_2-neutralen Alternativen spärlich. Strom kann zwar direkt in der Elektromobilität und verschiedenen verfahrenstechnischen Prozessen eingesetzt werden und dort direkt fossile Energie substituieren. Im Kern sind beide Sektoren jedoch auf Energieträger mit hoher Energiedichte angewiesen, wie sie nur chemische Energieträger wie Kohlenwasserstoffe aufweisen.

So ist eine Elektrifizierung von weiten Bereichen im Verkehr wie dem Luft- und Schiffsverkehr sowie dem Güter- und Langstreckenverkehr über Batterien nicht möglich und auf Stromkraftstoffe angewiesen, da die andere alternative Biomasse seitens nachhaltigem Potenzial und gesellschaftlicher Akzeptanz eingeschränkt ist.

Die Folge ist ein deutlich höherer Strombedarf, der jedoch über verschiedene Wege der Stromkraftstoffproduktion gedeckt werden kann. Falls sich diese Märkte auch nur zu einem geringen Anteil der prognostizierten Marktanteile entwickeln, kann die *Power-to-X*-Technologie wie *Power-to-Gas* mit seinen Kernkomponenten der Elektrolyse und verschiedenen Synthesen in die Kostendegression gehen, sodass auch dem Stromsektor über kurz oder lang *Power-to-Gas* als günstige Flexibilitätsoption im Lastmanagement zur Verfügung steht. Langfristig kann *Power-to-Gas* auch im Stromsektor einen kosteneffizienten Beitrag leisten, um sehr hohe Erneuerbare-Energien-Anteile über längere Zeiträume zu speichern. In einer rein erneuerbaren Stromversorgung, die zu 100 Prozent auf Erneuerbare Energien basiert, stellt aus heutiger Sicht *Power-to-Gas* in Verbindung mit der Gasinfrastruktur hierzu in Deutschland die einzige Technologie zur Langzeitspeicherung dar.

Die Technologie *Power-to-Gas* ist eine Kernkomponente zu der Dekarbonisierung von Verkehrs- und Chemiesektor und bietet zusätzlich dem Stromsektor bei entsprechender Entwicklung langfristig einen Mehrwert. Aus diesen Gründen ist es sinnvoll, eine Technologie- und Marktentwicklung anzustreben, um die sektorenübergreifende Rolle dieser Technologie unterstützend zur Entfaltung zu bringen.

8 Anhang

8.1 Detaillierte Ergebnisse der Simulationen

8.1.1 Einsparungen/Mehrkosten in den Speichervarianten im Szenario *43 Prozent/22 Prozent*

Detaillierte Aufstellung von Mehrkosten/Einsparungen der Speichervarianten im Szenario 43 Prozent/22 Prozent flexibel

Abbildung 8-1



Eigene Darstellung

Detaillierte Aufstellung von Mehrkosten/Einsparungen der Speichervarianten im Szenario 43 Prozent/22 Prozent unflexibel

Abbildung 8-2

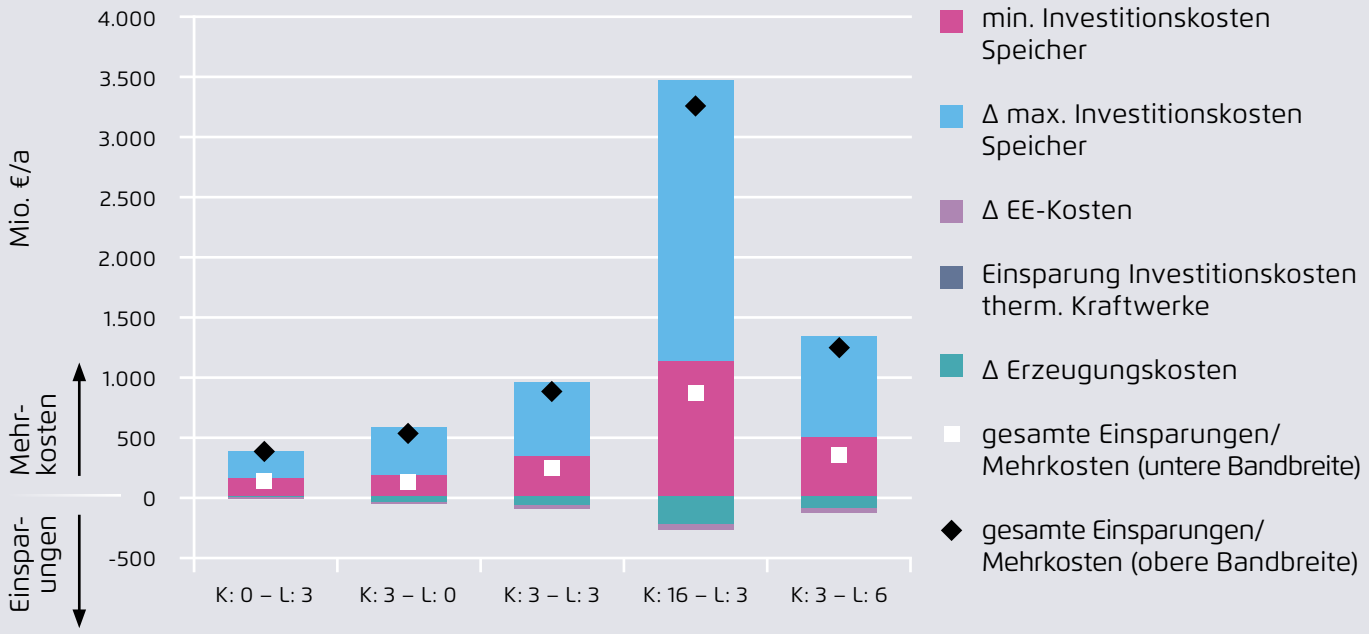


Eigene Darstellung

8.1.2 Einsparungen/Mehrkosten in den Speicher-varianten im Szenario *60 Prozent/40 Prozent*

Detaillierte Aufstellung von Mehrkosten/Einsparungen der Speichervarianten im Szenario 60 Prozent/40 Prozent flexibel

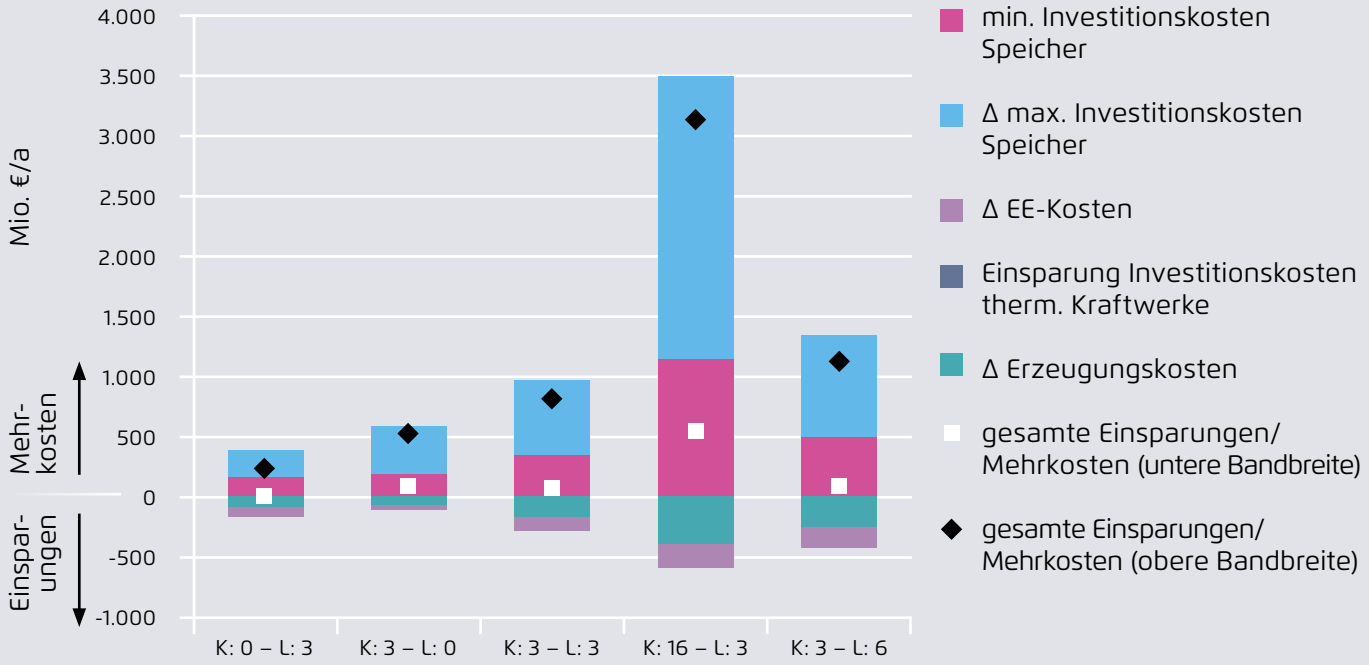
Abbildung 8-3



Eigene Darstellung

Detaillierte Aufstellung von Mehrkosten/Einsparungen der Speichervarianten im Szenario 60 Prozent/40 Prozent unflexibel

Abbildung 8-4

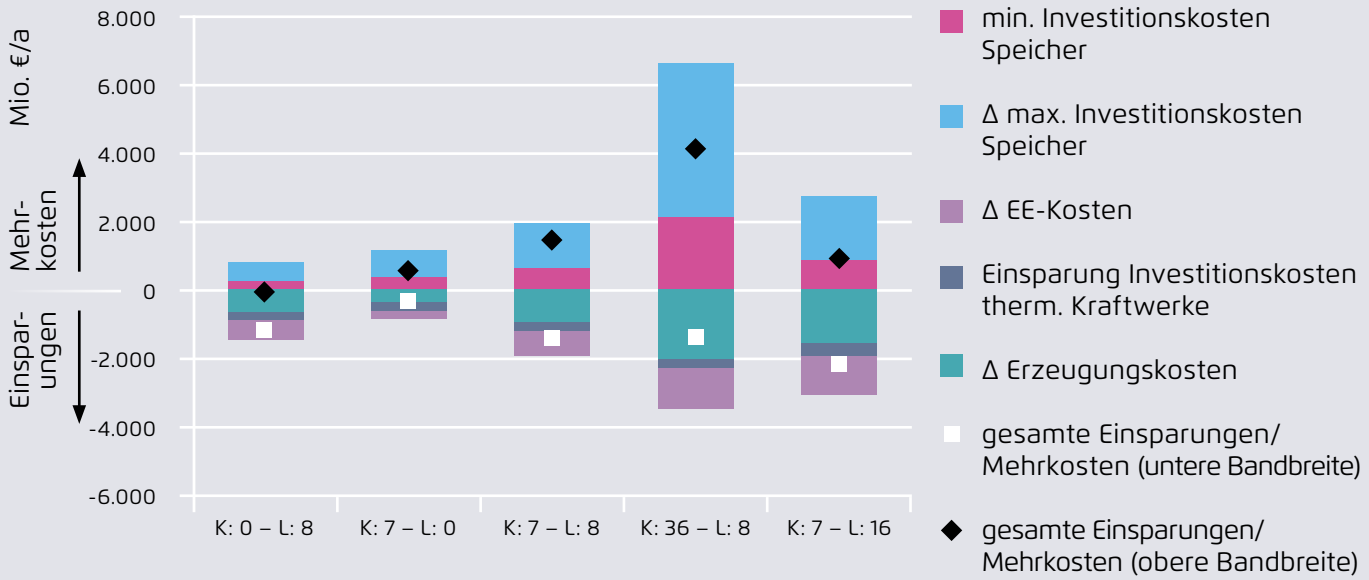


Eigene Darstellung

8.1.3 Einsparungen/Mehrkosten in den Speicher-varianten im Szenario *90 Prozent/60 Prozent*

Detaillierte Aufstellung von Mehrkosten/Einsparungen der Speichervarianten im Szenario 90 Prozent/60 Prozent unflexibel

Abbildung 8-5

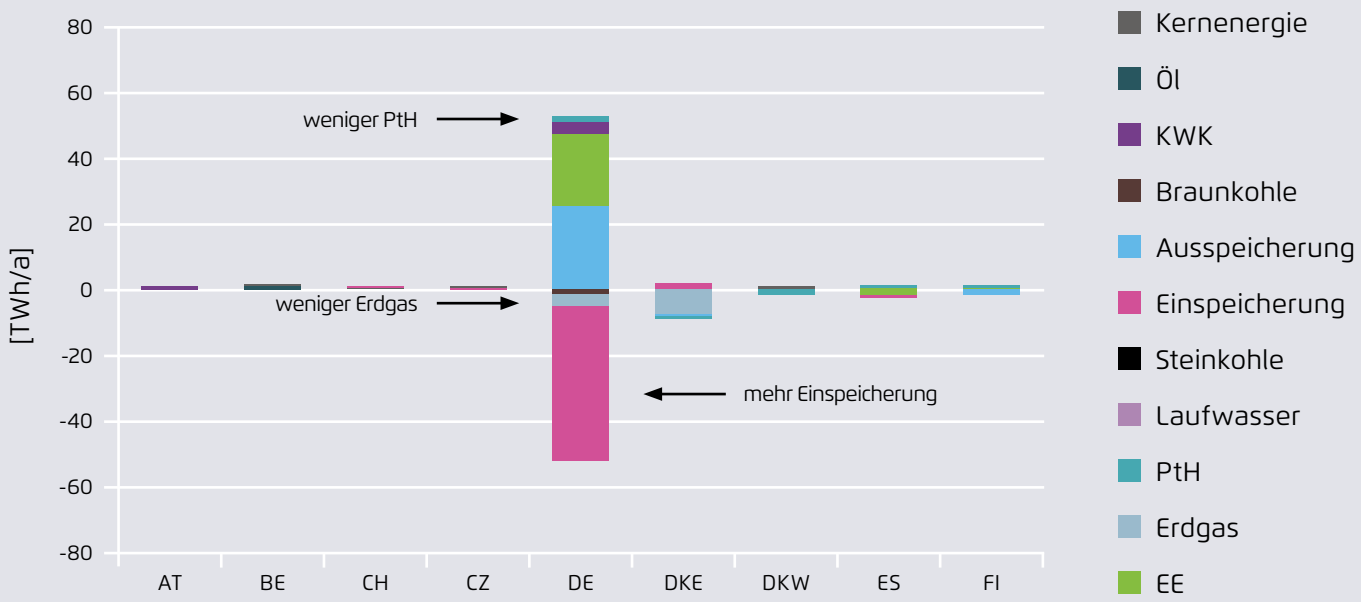


Eigene Darstellung

Veränderung der Erzeugung bei hohem Ausbau von Langzeitspeichern im Szenario 90 Prozent/60 Prozent

Abbildung 8-6

Speichervariante K7 L16



Eigene Darstellung

8.2 Annahmen und Szenariorahmen

8.2.1 Annahmen zu Kurzzeitspeichern – Technische und wirtschaftliche Parameter

Technologiespezifische Annahmen zu Kosten von Batterien — Tabelle 8-1

Kosten komponentenbasiert für große Systeme (energietechnische Anwendung Industriepreise)									
		heute		**43 %/22 %**		**60 %/40 %**		**90 %/60 %**	
		min.	max.	min.	max.	min.	max.	min.	max.
Li-Ionen-Zelle	€/kWh	400	750	250	450	200	350	150	220
Pb-Säure	€/kWh	180	220	100	140	80	120	80	120
NaS/NaNiCl	€/kWh	350	450	200	300	100	150	80	120
Redox Flow	€/kWh	800	1.000	400	600	250	400	80	250
Umrichter	€/kW	140	180	70	110	30	50	25	35
Zinssatz für Annuität	%	6 %	10 %	6 %	10 %	6 %	10 %	6 %	10 %
jährliche Fixkosten/ Invest	%	2 %		2 %		2 %		2 %	
Nutzungsdauer Lithium-Ion	Jahre	12		15		20		20	
Nutzungsdauer Blei	Jahre	8		10		10		10	

Eigene Darstellung

Annahmen zu Kosten von Pumpspeicherkraftwerken — Tabelle 8-2

Kosten komponentenbasiert für PSW									
		heute		**43 %/22 %**		**60 %/40 %**		**90 %/60 %**	
		min.	max.	min.	max.	min.	max.	min.	max.
Energiekosten	€/kWh	10	50	10	50	10	50	10	50
Leistungskosten	€/kWh	950	1.100	950	1.100	950	1.100	950	1.100
Zinssatz für Annuität	%	6 %	10 %	6 %	10 %	6 %	10 %	6 %	10 %
jährliche Fixkosten/ Invest	%	2 %		2 %		2 %		2 %	
Nutzungsdauer	Jahre	80	40	80	40	80	40	80	40

Eigene Darstellung

Technologiespezifische Stromspeicherwirkungsgrade Tabelle 8-3

Stromspeicherwirkungsgrade (Einspeichern, Speichern, Ausspeichern)					
		heute	43 %/22 %	60 %/40 %	90 %/60 %
Lithium-Ion	%	90 %	90 %	90 %	90 %
Blei	%	80 %	80 %	80 %	80 %
NaS	%	75 %	75 %	75 %	75 %
Redox-Flow	%	65 %	65 %	65 %	65 %
PSW	%	80 %	80 %	80 %	80 %

Eigene Darstellung

8.2.2 Annahmen zu Langzeitspeichern – Technische und wirtschaftliche Parameter

Technologiespezifische Annahmen zu Kosten von Batterien Tabelle 8-4

Kosten Langzeitspeicher - Power-to-Gas									
		heute		43 %/22 %		60 %/40 %		90 %/60 %	
		min.	max.	min.	max.	min.	max.	min.	max.
Wasserstoff (AEL, PEM, HTEL)	€/kW	1.000	3.000	800	1.000	400	700	250	450
Methan (El. + Meth.)	€/kW	2.000	4.000	1.000	1.300	700	900	450	700
Bandbreite Invest	€/kW	1.000	4.000	800	1.300	400	900	250	700
Kaverne – Wasserstoff	€/kWh	0,3	0,6	0,3	0,5	0,2	0,4	0,1	0,3
Kaverne / Porenspeicher – Methan	€/kWh	0,1	0,2	0,1	0,2	0,05	0,1	0,05	0,1
Bandbreite	€/kWh	0,1	0,6	0,1	0,5	0,05	0,4	0,05	0,3
Zinssatz für Annuität	%	6 %	10 %	6 %	10 %	6 %	10 %	6 %	10 %
jährliche Fixkosten / Invest	%	2 %		2 %		2 %		2 %	
Nutzungsdauer (Ladetechnologie)	Jahre	15		20		25		25	

Eigene Darstellung

8.2.3 Szenariorahmen

8.2.3.1 Annahmen zum Erzeugungssystem

Annahmen zur Erzeugungsleistung in Deutschland, in Gigawatt — Tabelle 8-5

Szenariorahmen	2023	2033	90 %
Kernenergie	0	0	0
Braunkohle	18	12	3
Steinkohle	26	20	8
Erdgas	33	41	53
Öl	6	3	0
hydraulische Speicher	7	7	7
Laufwasser	5	5	6
Wind onshore	51	76	122
Wind offshore	9	17	31
PV	61	76	126
Biomasse	7	8	9.5
Sonstige	1,5	2,3	2,3

Eigene Darstellung

Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und Anteil am Bruttostromverbrauch (vor Abregelung) — Tabelle 8-6

	2023	2033	90 %
Laufwasser [TWh]	27,1	28,2	31,0
Wind [TWh]	136,9	222,6	379,2
PV [TWh]	57,1	71,3	117,5
Biomasse [TWh]	35,0	40,0	47,5
Bruttostromverbrauch [TWh]	606,2	606,2	606,2
Wind-/PV-Anteil	32 %	48 %	82 %
EE-Anteil	43 %	60 %	95 %

Eigene Darstellung

Annahmen zu installierten Leistung in Europa im Jahr 2023, in Gigawatt — Tabelle 8-7

Leistungsbilanz 2023																				
thermisch/ konventionell	DE	NL	BE	FR	CH	AT	CZ	PL	DK	SE	NO	FI	UK	ES	PT	IT	HU	SK	SI	
Kernenergie	0	0,5	4,1	65,0	2,8	0	3,6	0	0	10,4	0	5,9	12,3	7,0	0	0	1,9	2,9	0,7	
Braunkohle	17,6	0	0	0	0	0	7,5	7,5	0	0	0	0	0	2,2	0	0	0,7	0,2	0,9	
davon KWK	3,7	0	0	0	0	0	3,2	1,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0,1	
davon stromgef	13,9	0	0	0	0	0	4,3	6,1	0	0	0	0	0	2,2	0	0	0,7	0,1	0,8	
Steinkohle	25,7	7,5	0,2	3,9	0	1,7	0,9	21,1	2,2	0,1	0	2,3	14,5	5,6	0,6	7,0	0	0,2	0,4	
davon KWK	5,8	0,7	0	0,3	0	1,0	0,4	3,9	1,1	0	0	0,3	0	0,1	0	0	0	0,1	0	
davon stromgef	20	6,8	0,2	3,7	0	0,7	0,5	17,2	1,1	0,1	0	2,0	14,5	5,5	0,6	7,0	0	0,1	0,4	
Erdgas	33,0	24,3	10,2	8,3	0,9	7,7	2,6	2,8	2,5	0,9	1,1	2,3	35,5	37,0	3,8	53,7	5,4	0,9	0,7	
davon KWK	9,7	7,0	2,5	4,4	0,7	4,2	2,0	0,5	1,6	0,9	0,3	2,3	8,2	6,2	0,8	11,0	1,3	0,7	0	
davon stromgef	23,3	17,3	7,7	3,9	0,2	3,5	0,7	2,3	0,9	0	0,8	0	27,3	30,8	3,0	42,7	4,1	0,2	0,7	
davon GT	5,5	0,9	0,4	0,8	0	0	0,3	1,6	0,4	0	0,2	0	0,6	1,2	0,1	7,6	0,6	0,1	0,4	
davon DT/GuD	17,8	16,4	7,4	3,0	0,2	3,5	0,4	0,7	0,4	0	0,7	0	26,7	29,6	2,9	35,1	3,5	0,1	0,4	
Öl	6,0	1,4	0,1	9,3	0	1,4	0,1	0	2,0	3,8	0,1	1,4	0	0,3	0	19,8	0,4	1,7	0,2	
davon KWK	2,2	1,4	0,1	0,3	0	0,5	0,1	0	2,0	0,3	0	0,2	0	0,1	0	1,8	0	1,4	0	
davon stromgef	3,8	0	0	9,0	0	0,9	0	0	0	3,5	0,1	1,2	0	0,2	0	18,0	0,4	0,3	0,2	
davon GT	1,4	0	0	2,0	0	0	0	0	0	3,5	0	0,6	0	0	0	3,2	0,1	0,1	0,1	
davon DT/GuD	2,4	0	0	7,0	0	0,9	0	0	0	0	0,1	0,6	0	0,2	0	14,8	0,4	0,1	0,1	
hydraulisch	DE	NL	BE	FR	CH	AT	CZ	PL	DK	SE	NO	FI	UK	ES	PT	IT	HU	SK	SI	
gesamt	11,4	0	1,5	25,2	19,0	19,3	2,1	2,0	0	16,2	31,0	3,2	3,9	22,5	7,5	22,0	0,1	2,6	1,8	
davon PSW	6,6	0	1,3	5,3	5,4	8,1	1,7	1,4	0	0	0,4	0	2,7	5,3	4,4	4,2	0	0,9	0,6	
Pumpe		0	1,3	4,4	5,4	7,5	1,7	1,4	0	0	0,4	0	2,7	4,7	4,4	4,2	0	0,9	0,6	
Turbine		0	1,3	5,3	5,4	8,1	1,7	1,4	0	0	0,4	0	2,7	5,3	4,4	4,2	0	0,9	0,6	
davon SKW	0	0	0	12,3	9,9	5,2	0,1	0,6	0	16,2	30,6	2,4	0	13,2	0	13,0	0	0	0	
davon LWKW	4,8	0	0,1	7,6	3,7	6,0	0,3	0	0	0	0	0,8	1,1	4,0	3,1	4,8	0,1	1,6	1,3	
EE (nicht hydraulisch)	DE	NL	BE	FR	CH	AT	CZ	PL	DK	SE	NO	FI	UK	ES	PT	IT	HU	SK	SI	Summe EU
Wind onshore	51,0	4,0	2,3	15,0	0,5	1,9	0,6	6,7	3,9	6,5	2,2	1,7	9,2	33,5	5,8	15,7	0,8	0,2	0,3	110,6
Wind offshore	8,9	2,0	2,2	2,0	0	0	0	0	2,1	0,2	0	0,8	16,6	0,8	0	0	0	0	0	26,7
Photovoltaik	61,1	0,1	1,3	8,0	1,6	0,4	2,1	0	0	0	0	0	0	11,1	0,9	30	0,1	0,6	0	56,2
Biomasse	7,0	0,9	2,5	1,5	0,5	1,6	0,5	0,8	0,5	3,7	0	2,9	1,3	2,0	0,3	3,5	0,6	0,3	0	23,2
Sonstige	1,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3	0,7	0,1	1,6	0	0	0	0	2,7

Eigene Darstellung

Annahmen zu installierten Leistung in Europa im Jahr 2033, in Gigawatt — Tabelle 8-8

Leistungsbilanz 2033																			
thermisch/ konventionell	DE	NL	BE	FR	CH	AT	CZ	PL	DK	SE	NO	FI	UK	ES	PT	IT	HU	SK	SI
Kernenergie	0	0,5	4,1	65,0	2,8	0	3,6	0	0	10,4	0	5,9	12,3	7,0	0	0	1,9	2,9	0,7
Braunkohle	11,8	0	0	0	0	0	7,5	7,3	0	0	0	0	0	2,1	0	0	0,7	0,2	0,9
davon KWK	3,6	0	0	0	0	0	3,9	1,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0,1
davon stromgef	8,2	0	0	0	0	0	3,6	5,9	0	0	0	0	0	2,1	0	0	0,7	0,1	0,8
Steinkohle	20,2	27,5	0,2	3,9	0	1,4	0,9	21,1	0,5	3,1	0	2,3	14,5	5,6	0,6	7,0	0	0,2	0,1
davon KWK	5,6	2,7	0	0,4	0	0,7	0,5	4,0	0,3	3,0	0	0,3	0	0,2	0	0	0	0,1	0
davon stromgef	14,6	24,8	0,2	3,5	0	0,7	0,4	17,1	0,1	0,1	0	2,0	14,5	5,5	0,6	7,0	0	0,1	0
Erdgas	41,0	21,8	10,3	7,9	0,9	7,7	2,6	1,6	1,9	0,9	1,1	2,3	35,5	37,0	4,7	45,6	5,6	0,9	0,5
davon KWK	9,7	6,3	2,5	1,7	0,7	4,2	1,9	0,3	1,2	0,9	0,2	2,3	10,1	6,7	1,4	13,0	0,9	0,7	0
davon stromgef	31,4	15,6	7,8	6,2	0,2	3,5	0,7	1,3	0,7	0	0,9	0	25,5	30,3	3,3	32,6	4,7	0,2	0,5
davon GT	6,9	0,8	0,4	1,4	0	0	0,3	0,9	0,4	0	0,2	0	0,6	1,2	0,2	5,8	0,6	0,1	0,3
davon DT/ GuD	24,5	14,8	7,4	4,9	0,2	3,5	0,4	0,4	0,4	0	0,8	0	24,9	29,2	3,2	26,8	4,1	0,1	0,3
Öl	3,2	1,4	0,1	5,5	0	1,4	0,1	0	2,0	3,8	0,1	1,4	0	0,3	0	19,1	0,4	0,8	0,2
davon KWK	2,5	1,4	0,1	0,3	0	0,5	0	0	2,0	0,2	0	0,2	0	0,1	0	2,0	0	0,5	0
davon stromgef	0,7	0	0	5,2	0	0,9	0,1	0	0	3,6	0,1	1,2	0	0,2	0	17,1	0,4	0,3	0,2
davon GT	0,2	0	0	1,1	0	0	0,1	0	0	3,6	0	0,6	0	0	0	3,1	0,1	0,2	0,1
davon DT/ GuD	0,6	0	0	4,1	0	0,9	0,1	0	0	0	0,1	0,6	0	0,2	0	14,0	0,4	0,2	0,1
hydraulisch	DE	NL	BE	FR	CH	AT	CZ	PL	DK	SE	NO	FI	UK	ES	PT	IT	HU	SK	SI
gesamt	11,6	0,2	1,5	28,7	19,0	19,4	3,0	2,1	0	16,3	31,0	3,2	3,9	23,0	10,3	22,0	0,1	2,6	1,8
davon PSKW	6,6	0	1,3	5,3	5,4	8,1	1,9	1,4	0	0	0,4	0	2,7	5,6	7,1	4,0	0	0,9	0,6
Pumpe		0	1,3	4,4	5,4	7,5	1,7	1,4	0	0	0,4	0	2,7	5,0	7,1	4,0	0	0,9	0,6
Turbine		0	1,3	5,3	5,4	8,1	1,9	1,4	0	0	0,4	0	2,7	5,6	7,1	4,0	0	0,9	0,6
davon SKW	0	0	0	15,8	9,9	5,2	0,5	0,6	0	16,3	30,6	2,4	0	13,4	0	13,2	0	0	0
davon LWKW	5,0	0,2	0,1	7,6	3,7	6,1	0,6	0	0	0	0	0,8	1,1	4,0	3,2	4,8	0,1	1,7	1,2
EE (nicht hydraulisch)	DE	NL	BE	FR	CH	AT	CZ	PL	DK	SE	NO	FI	UK	ES	PT	IT	HU	SK	SI
Wind onshore	75,7	6,0	2,5	38,0	1,0	4,3	1,9	16,0	4,3	7,0	2,2	2,4	19,4	47,7	9,4	19,1	1,6	1,1	0,9
Wind offshore	17,4	10,8	3,8	5,3	0	0	0	5,8	3,7	10,5	0	3,2	38,2	1,7	0,2	1,4	0	0	0
Photovoltaik	76,3	3,0	7,0	30	3,2	4,0	4,0	5,0	1,0	1,0	0	1,0	20	18,0	3,0	42,0	2,0	3,0	1,5
Biomasse	8,0	0,7	2,5	3,0	1,1	1,3	1,1	2,3	2,8	4,3	0	2,9	1,3	1,5	0,3	4,7	0,6	0,3	0
Sonstige	2,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3	0,7	0,1	0	0	0	0	0

Eigene Darstellung

Annahmen zu installierten Leistung in Europa 90 Prozent, in GW — Tabelle 8-9

Leistungsbilanz 90 %																			
thermisch/ konventionell	DE	NL	BE	FR	CH	AT	CZ	PL	DK	SE	NO	FI	UK	ES	PT	IT	HU	SK	SI
Kernenergie	0	0,5	4,1	15,8	2,8	0	3,6	0	0	10,4	0	5,9	12,3	7,0	0	0	1,9	2,9	0,7
Braunkohle	2,9	0	0	0	0	0	7,5	7,3	0	0	0	0	0	2,1	0	0	0,7	0,2	0,9
davon KWK	0	0	0	0	0	0	3,9	1,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0,1
davon stromgef	2,9	0	0	0	0	0	3,6	5,9	0	0	0	0	0	2,1	0	0	0,7	0,1	0,8
Steinkohle	8,3	27,5	0,2	3,9	0	1,4	0,9	21,1	0,5	3,1	0	2,3	14,5	5,6	0,6	7,0	0	0,2	0,1
davon KWK	0	2,7	0	0,4	0	0,7	0,5	4,0	0,3	3,0	0	0,3	0	0,2	0	0	0	0,1	0
davon stromgef	8,3	24,8	0,2	3,5	0	0,7	0,4	17,1	0,1	0,1	0	2,0	14,5	5,5	0,6	7,0	0	0,1	0
Erdgas	53	21,8	10,3	57,9	0,9	7,7	2,6	1,6	1,9	0,9	1,1	2,3	35,5	37,0	4,7	45,6	5,6	0,9	0,5
davon KWK	5	6,3	2,5	1,7	0,7	4,2	1,9	0,3	1,2	0,9	0,2	2,3	10,1	6,7	1,4	13,0	0,9	0,7	0
davon stromgef	48	15,6	7,8	56,2	0,2	3,5	0,7	1,3	0,7	0	0,9	0	25,5	30,3	3,3	32,6	4,7	0,2	0,5
davon GT	28	0,8	0,4	16,4	0	0	0,3	0,9	0,4	0	0,2	0	0,6	1,2	0,2	5,8	0,6	0,1	0,3
davon DT/ GuD	20	14,8	7,4	39,9	0,2	3,5	0,4	0,4	0,4	0	0,8	0	24,9	29,2	3,2	26,8	4,1	0,1	0,3
Öl	0	1,4	0,1	5,5	0	1,4	0,1	0	2,0	3,8	0,1	1,4	0	0,3	0	19,1	0,4	0,8	0,2
davon KWK	0	1,4	0,1	0,3	0	0,5	0	0	2,0	0,2	0	0,2	0	0,1	0	2,0	0	0,5	0
davon stromgef	0	0	0	5,2	0	0,9	0,1	0	0	3,6	0,1	1,2	0	0,2	0	17,1	0,4	0,3	0,2
davon GT	0	0	0	1,1	0	0	0,1	0	0	3,6	0	0,6	0	0	0	3,1	0,1	0,2	0,1
davon DT/ GuD	0	0	0	4,1	0	0,9	0,1	0	0	0	0,1	0,6	0	0,2	0	14,0	0,4	0,2	0,1
hydraulisch	DE	NL	BE	FR	CH	AT	CZ	PL	DK	SE	NO	FI	UK	ES	PT	IT	HU	SK	SI
Gesamt	12,1	0,2	1,5	28,7	19,0	19,4	3,0	2,1	0	16,3	31,0	3,2	3,9	23,0	10,3	22,0	0,1	2,6	1,8
davon PSKW	6,6	0	1,3	5,3	5,4	8,1	1,9	1,4	0	0	0,4	0	2,7	5,6	7,1	4,0	0	0,9	0,6
Pumpe		0	1,3	4,4	5,4	7,5	1,7	1,4	0	0	0,4	0	2,7	5,0	7,1	4,0	0	0,9	0,6
Turbine		0	1,3	5,3	5,4	8,1	1,9	1,4	0	0	0,4	0	2,7	5,6	7,1	4,0	0	0,9	0,6
davon SKW	0	0	0	15,8	9,9	5,2	0,5	0,6	0	16,3	30,6	2,4	0	13,4	0	13,2	0	0	0
davon LWKW	5,5	0,2	0,1	7,6	3,7	6,1	0,6	0	0	0	0	0,8	1,1	4,0	3,2	4,8	0,1	1,7	1,2
EE (nicht hydraulisch)	DE	NL	BE	FR	CH	AT	CZ	PL	DK	SE	NO	FI	UK	ES	PT	IT	HU	SK	SI
Wind onshore	121,8	9,7	4,0	61,1	1,6	6,9	3,1	25,7	6,9	11,3	3,5	3,8	31,1	76,7	15,1	30,7	2,6	1,8	1,4
Wind offshore	31	19,2	6,7	9,4	0	0	0	10,3	6,5	18,7	0	5,7	68,0	3,0	0,4	2,5	0	0	0
Photovoltaik	125,8	4,9	11,5	49,5	5,3	6,6	6,6	8,2	1,6	1,6	0	1,6	33,0	29,7	4,9	69,2	3,3	4,9	2,5
Biomasse	9,5	0,8	2,9	3,6	1,3	1,5	1,3	2,7	3,3	5,1	0	3,4	1,6	1,8	0,3	5,6	0,7	0,3	0
Sonstige	2,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3	0,7	0,1	0	0	0	0	0

Eigene Darstellung

8.2.3.2 Annahmen zu Brennstoffpreisen, technischen Lebensdauern und Verfügbarkeiten

Annahmen zu Brennstoffpreisen — Tabelle 8-10

Brennstoffpreise (real 2010)					
	Einheit	**2010**	**2023**	**2033**	**90%**
Braunkohle (frei Kraftwerk)	€/MWh_th	1,5	1,5	1,5	1,5
Steinkohle (Grenzübergang DE)	€/t_SKE	85	79	86	86
Gas (Grenzübergang DE)	€/MWh_hu	21	26	27	27
Öl (Grenzübergang DE)	€/toe	446	572	696	696
CO_2	€/t	13	27	45	75

Eigene Darstellung

Annahmen zur technischen Nutzungsdauer in Jahren — Tabelle 8-11

Technische Nutzungsdauern in Jahren	
Primärenergieträger	**Jahre**
Kernenergie	60
Braunkohle	50
Steinkohle	50
Erdgas-DT	45
Erdgas-GT	45
Öl	50

Eigene Darstellung

Arbeitsverfügbarkeiten von Kraftwerken Tabelle 8-12

Primärenergieträger	
Braunkohle	86 %
Steinkohle	84 %
Erdgas-DT	88 %
Erdgas-GT	88 %
Öl	90 %
Hydro	100 %

Eigene Darstellung

8.2.3.3 Annahmen zu NTC

Annahmen zu Entwicklung der Übertragungskapazitäten von Deutschland zu Anrainern — Tabelle 8-13

Angabe in MW		AT	BE	CH	CZ	DKW	DKE	FR	NL	NO	P	SE	Summe
43 %/22 % unflexibel	von Deutschland nach … [Winter]	3.300	0	1.500	800	950	600	3.200	3.000	0	1.200	600	15.150
	Von … nach Deutschland [Winter]	3.000	0	3.500	2.300	1.500	585	2.700	3.000	0	1.100	600	18.285
	von Deutschland nach … [Sommer]	2.700	0	0.060	800	950	550	3.000	3.800	0	800	600	15.260
	von … nach Deutschland [Sommer]	2600	0	4.400	2.100	1.500	550	2.600	3.800	0	1.200	600	19.350
43 %/22 % flexibel	von Deutschland nach … [Winter]	3.300	1.000	1.500	800	950	600	3.800	3.000	0	2.000	600	17.550
	von … nach Deutschland [Winter]	3.000	1.000	3.500	2.300	1.500	585	2.700	3.800	0	2.100	600	21.085
	von Deutschland nach … [Sommer]	2.700	1.000	2.060	800	950	550	3.000	3.800	0	1.800	600	17.260
	von … nach Deutschland [Sommer]	2.600	1.000	4.400	2.100	1.500	550	2.600	3.800	0	2.200	600	21.350
60 %/40 % unflexibel	von Deutschland nach … [Winter]	3.300	1.000	1.500	800	950	600	3.800	3.000	0	2.000	600	17.550
	von … nach Deutschland [Winter]	3.000	1.000	3.500	2.300	1.500	585	2.700	3.800	0	2.100	600	21.085
	von Deutschland n ach … [Sommer]	2.700	1.000	2.060	800	950	550	3.000	3.800	0	1.800	600	17.260
	von … nach Deutschland [Sommer]	2.600	1.000	4.400	2.100	1.500	550	2.600	3.800	0	2.200	600	21.350
60 %/40 % flexibel	von Deutschland nach … [Winter]	4.200	1.000	1.500	800	1.950	600	3.000	5.000	1.400	3.200	600	23.250
	von … nach Deutschland [Winter]	3.800	1.000	3.500	2.300	2.500	585	2.700	5.000	1.400	3.000	600	26.385
	von Deutschland nach … [Sommer]	3.350	1.000	2.060	800	1.950	550	3.000	5.000	1.400	2.800	600	22.510
	von … nach Deutschland [Sommer]	3.250	1.000	4.400	2.100	2.500	550	2.600	5.000	1.400	3.000	600	26.400
90 %/60 %	von Deutschland nach … [Winter]	4.200	1.000	4.500	1.100	2.450	1.200	3.200	5.650	1.400	3.200	600	28.500
	von … nach Deutschland [Winter]	3.800	1.000	5.000	3.200	3.000	1.200	2.700	5.000	1.400	3.100	600	30.000
	von Deutschland nach … [Sommer]	3.350	1.000	5.060	1.100	2.450	1.150	3.200	5.800	1.400	2.800	600	27.910
	von … nach Deutschland [Sommer]	3.250	1.000	5.900	2.900	3.000	1.150	2.600	5.700	1.400	3.200	600	30.700
NEP 2023	von Deutschland nach … [NEP 2013]	5.500	1.000	4.400	1.300	2.500	1.200	3.000	3.800	1.400	2.000	600	21.200
	von … nach Deutschland [NEP 2013]	5.500	1.000	4.200	2.600	2.500	1200	3000	3800	1400	3000	600	23.300
NEP 2033	von Deutschland nach … [NEP 2013]	7.000	2.000	6.000	2.600	2.500	1.200	5.000	5.000	2.800	3.000	1.200	31.300
	von … nach Deutschland [NEP 2013]	7.000	2.000	6.000	2.600	2.500	1.200	5.000	5.000	2.800	3.000	1.200	31.300

Eigene Darstellung

8.2.3.4 Annahmen zu Flexibilität von KWK-Anlagen

Annahmen zu KWK in Deutschland — Tabelle 8-14

KWK-Annahmen Deutschland					
	43 %/22 % unflexibel	**43 %/22 % flexibel**	**60 %/40 % unflexibel**	**60 %/40 % flexibel**	**90 %/60 %**
Leistung wärmegeführt					
fossil [GW]	22,87	22,87	23,61	23,61	7,30
Biomasse [GW]	7,00	7,00	8,00	8,00	9,50
Anteil KWK wärmegeführt					
Must-run [%]	0,90	0,70	0,70	0,40	0,10
flexibel [%]	0,10	0,30	0,30	0,60	0,90
Anteil Biomasse in flexibler KWK					
Must-run [%]	1,00	0,50	0,50	0	0
flexibel [%]	0,00	0,50	0,50	1,00	1,00
thermische Speicherkapazität bezogen auf Engpassleistung [h]	2,00	3,00	3,00	6,00	6,00
Leistung KWK wärmegeführt					
Must-run [GW]	20,58	16,01	16,53	9,44	0,73
flexibel [GW]	2,29	6,86	7,08	14,17	6,57
Leistung Biomasse in flexibler KWK					
Must-run [GW]	7,00	3,50	4,00	0,00	0,00
flexibel [GW]	0	3,50	4,00	8,00	9,50
Heizkessel					
Anteil Heizkessel an Wärmehöchstlast flexibler KWK	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Annahmen *Power-to-Heat*					
Anteil E-Heizer an Wärmehöchstlast flexibler KWK	0	0,10	0,10	0,15	0,30
flexible Engpassleistung DE [GW_el]	2,29	10,36	11,08	22,17	16,07
Wärmehöchstlast flexibler KWK DE [GW_el]	4,16	18,84	20,15	40,30	29,22

Eigene Darstellung

Annahmen zu KWK in Europa — Tabelle 8-15

KWK-Annahmen Europa					
	43 %/22 % unflexibel	**43 %/22 % flexibel**	**60 %/40 % unflexibel**	**60 %/40 % flexibel**	**90 %/60 %**
Anteil KWK wärmegeführt					
Must-run [%]	100	85	85	70	50
flexibel [%]	0	15	15	30	50
Anteil Biomasse in flexibler KWK					
Must-run [%]	100	0	50	0	0
flexibel [%]	0	100	50	100	100
thermische Speicherkapazität bezogen auf Engpassleistung [h]	0	3	3	6	6
Heizkessel					
Anteil Heizkessel an Wärmehöchstlast	0	100	100	100	100
Annahmen *Power-to-Heat*					
Anteil E-Heizer an Wärmehöchstlast	0	10	10	15	30

Eigene Darstellung

8.2.3.5 Annahmen zu Nachfrage und Laststeuerungspotenzialen

Annahmen zur Nachfrage im Betrachtungsbereich — Tabelle 8-16

Last und Nachfrage		AT	BE	CH	CZ	DE	DK	ES	FI	FR	GB	HU	IT	NL	NO	PL	PT	SE	SK	SI
2023	Nachfrage [TWh]	76	98,2	68,4	64,1	561,2	37,1	319,6	98,3	521,4	311,6	47,6	374,6	131,4	135,8	177,5	59,1	154	32,8	14,2
	Spitzenlast [GW]	10,9	13,3	9,4	8,7	84,8	6,6	45	15,7	75,1	44,8	7,5	67,8	20,5	25,2	24,2	8,2	23,5	4,7	2,5
2033	Nachfrage [TWh]	72,6	104,9	68,4	76,4	561,2	36,3	295,6	98,3	487,1	342,9	49,4	372,5	130,2	135,8	156,5	59,1	151,1	31,6	12,9
	Spitzenlast [GW]	10,5	14,5	9,4	10,7	84,8	6,22	41,9	15,7	68,8	51,3	7,5	62,5	19,6	25,3	21,3	8,2	23,5	4,4	2,3
90%	Nachfrage [TWh]	72,6	104,9	68,4	76,4	561,2	36,3	295,6	98,3	487,1	342,9	49,4	372,5	130,2	135,8	156,5	59,1	151,1	31,6	12,9
	Spitzenlast [GW]	10,5	14,5	9,4	10,7	84,8	6,22	41,9	15,7	68,8	51,3	7,5	62,5	19,6	25,3	21,3	8,2	23,5	4,4	2,3

Eigene Darstellung

Annahmen zu DSM-Potenzialen im Betrachtungsbereich — Tabelle 8-17

Demand Side Management[GW]	AT	BE	CH	CZ	DE	DK	ES	FI	FR	GB	HU	IT	NL	NO	PL	PT	SE	SI	SK
43 %/22 % unflexibel	0,1	0,1	0,1	0,1	0,8	0,1	0,4	0,1	0,7	0,4	0,1	0,6	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,0	0,0
43 %/22 % flexibel	0,8	1,0	0,7	0,7	6,5	0,5	3,4	1,2	5,8	3,4	0,6	5,2	1,6	1,9	1,9	0,6	1,8	0,2	0,4
60 %/40 % unflexibel	0,8	1,1	0,7	0,8	6,5	0,5	3,2	1,2	5,3	3,9	0,6	4,8	1,5	1,9	1,6	0,6	1,8	0,2	0,3
60 %/40 % flexibel	1,0	1,3	0,9	1,0	7,8	0,6	3,9	1,4	6,3	4,7	0,7	5,7	1,8	2,3	2,0	0,8	2,2	0,2	0,4
90 %/60 %	1,8	2,4	1,6	1,8	14,3	1,0	7,1	2,6	11,6	8,7	1,3	10,5	3,3	4,3	3,6	1,4	4,0	0,4	0,7

Eigene Darstellung

Annahmen zur Arbeitspreisen im DSM — Tabelle 8-18

Arbeitspreise DSM [€/MWh]	
Deutschland	
abschaltbare Lasten (je 800 MW)	400
abschaltbare Lasten (weiterer Zubau von 2,2 GW)	100
weitere DSM-Prozesse (Zubau nach 3 GW)	10
Rest-EU	15

Eigene Darstellung

8.2.3.6 Annahmen zu Parametern und Kosten von Flexibilitätsoptionen

Annahmen zu Stromspeichern — Tabelle 8-19

	PSKW		Langzeitspeicher – Power-to-Gas		Batteriespeicher	
	min. Kosten	max. Kosten	min. Kosten	max. Kosten	min. Kosten	max. Kosten
Speicherkapazität [h]	8	8	720	720	1	1
Investkosten Kapazität [€/kWh]	10,0	50,0	0,1	0,5	200,0	600,0
Investkosten Leistung [€/kW]	950	1.100	800	1.300	70	110
Abschreibungszeitraum [a]	80	40	20	25	15	15
Zinssatz [1/a]	6 %	10 %	6 %	10 %	6 %	10 %

Eigene Darstellung

Annahmen zu KWK-Flexibilisierung — Tabelle 8-20

notwendige Speicherkapazität [GWh_th]	13,35
Speicherkosten [Mio. €/GWh_th]	19,0
flexible Engpassleistung DE [GW_el]	8,0
Abschreibungszeitraum [a]	40
Zinssatz [1/a]	10 %
Speicherkosten [Mio. €/a/GW_el_Engpassleistung]	3,2

Eigene Darstellung

Annahmen für zusätzliches DSM — Tabelle 8-21

	min.	**max.**
Leistung [GW]	5	5
Energiekosten [€/kWhel]	0,1	0,4
DSM Investitionskosten [€/kW/a]	10	30

Eigene Darstellung

Annahmen zu NTC-Ausbau — Tabelle 8-22

Kosten AC-Freileitung [Mio.€/km]	1,4
Leistung je Stromkreis [GW]	1,8
Investkosten Schaltfeld [€]	4
mittlere Trassenlänge zur NTC-Erweiterung [km]	200
Abschreibungszeitraum [a]	60
Zinssatz [1/a]	7,50 %

Eigene Darstellung

8.2.4 Kostenannahmen für konventionelle Betriebsmittel in den Verteilnetzen

Annahmen zu den Kosten für konventionelle Betriebsmittel — Tabelle 8-23

Typ	Investitionen
NS Kabel städtisch (inkl. Erarbeiten)	100 Tsd. €/km
NS Kabel ländlich (inkl. Erarbeiten)	60 Tsd. €/km
MS Kabel städtisch (inkl. Erarbeiten, Grund und Boden, Erdschlusskompensation)	140 Tsd. €/km
MS Kabel ländlich (inkl. Erarbeiten, Grund und Boden, Erdschlusskompensation)	80 Tsd. €/km
MS Abgangsfeld städtisch (inkl. Sammelschiene (anteilig), Kupplungsfeld, Leitungsfeld, Sekundärtechnik, Grund und Boden)	100 Tsd. €/km
MS Abgangsfeld ländlich (inkl. Erarbeiten, Grund und Boden, Erdschlusskompensation)	70 Tsd. €/km
Umrüstung zu regelbaren Ortsnetzstationen	30 Tsd. € Investitionskosten & 20 Jahre technische Nutzungsdauer

Eigene Darstellung

Literaturverzeichnis

BdEW e.V. (Hrsg.). 2008. Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannunsgnetz. 2008.

Beck, H.-P. 2013. *Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit.* Goslar : Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (efzn), 2013.

BMWi. 2011. *Monitoring-Bericht - Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität.* 2011.

BNetzA. 2012. *Monitoringbericht 2012.* s.l. : Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, 2012.

Breuer, C., Engelhardt, C. und Moser, A. 2013. *Expectation-based Reserve Capacity Dimensioning in Power Systems with an Increasing Intermittent Feed-in,*. Stockholm, Schweden : s.n., 2013. 27.05.-31.05..

BSW-Solar. 2012. *Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik).* Berlin : Bundesverband Solarwirtschaft e.V., 2012.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bundeskartellamt. 2013. Monitoringbericht 2013. 2013.

Bundesnetzagentur. 2013. Netzentwicklungsplan 2013. [Online] 2013. http://data.netzausbau.de/Bravo/NEP/NEP2023_Bestaetigung.pdf.

Bundesregierung. *Koalitionsvertrag*.

consentec. 2013. *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland.* Berlin : Agora Energiewende, 2013.

dena. 2012. *Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (dena-Verteilnetzstudie).* Berlin : Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2012.

—. **2014.** *dena-Studie Systemdienstleistung 2030*. Berlin : Deutsche Energie-Agentur (dena) GmbH, 2014.

—. **2013.** Eckpunktepapier. Der Beitrag von Power to Gas zur Erreichung der energiepolitischen Zielstellungen im Kontext der Energiewende. Berlin : Strategieplattform Power to Gas, 2013.

—. **2014.** Effiziente Energiesysteme. [Online] 2014. http://www.effiziente-energiesysteme.de/themen/energiespeicher/systemdienstleistungen.html.

—. **2005.** *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020.* Köln : Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2005.

—. **2010.** Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020. [Online] 2010. http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/studien_umfragen/Kraftwerksstudie/KurzanalyseKraftwerksplanungDE_2020.pdf.

DIN. 2010. *Norm DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Energieversorgungsnetzen.* Deutsche Fassung EN 50160:2010 : Cor., 2010.

Echternacht, D., et al. 2012. Large-Scale Storage Technologies in the Context of future German Transmission Grid Congestions. Berlin : 7th International Renewable Energy Storage Conference, 2012.

ENTSO-E SOAF. 2012. *Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2012-2030.* 2012.

ENTSO-E. 2012. *Ten-Year Network Development Plan 2010-2020.* 2012.

EPIA. 2012. Connection the Sun – Solar Photovoltaics on the road to Large-Scale Grid Integration. [Hrsg.] EUROPROG2009. *Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2012-2030;*. 37, 2012.

Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) 2012.

Literaturverzeichnis

Eurelectric. 2012. *Eurelectric - Power Statistics & Trends 2012 Edition.* 2012.

—. **2009.** *Statistics and Prospects for the European Electricity Sector - 37th Edition.* 2009.

Fraunhofer ISE. 2013. *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien.* Freiburg : Fh ISE, 2013.

Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation IAO. 2012. *Elektromobilität und Beschäftigung.* Stuttgart : s.n., 2012.

Frost & Sullivan. 2011. European UPS Market. 2011.

Götz, Philipp et.al. 2014. *Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen – Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz.* Berlin : Agora Energiewende, 2014.

Gwisdorf, B., Hammerschmidt, T. und Rehtanz, C. 2011. *Praxisgerechte Anwendung innovativer Netzkonzepte mittels Grenzkurvenanalyse zur Unterstützung von Netzplanungsvorgängen.* Würzburg : s.n., 2011.

Jentsch, Mareike. 2014. Potenziale von *Power-to-Gas* Energiespeichern - Modellbasierte Analyse des markt- und netzseitigen Einsatzes im zukünftigen Stromversorgungssystem. Kassel : Universität Kassel, Fachbereich Elektrotechnik/Informatik, 2014.

Kayer, G., et al. 2012. *Probabilistische Lastmodellierung von Haushalten.* Ilmenau, Germany : IEEE Power and Energy Student Summit, 2012.

Klobasa, M. 2007. *Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten.* Zürich : ETH Zürich, 2007.

Kohler, Stephan. 2012. *Iintegration erneuerbarer Energien-Systemlösungen vorantreiben.* Berlin : s.n., 2012.

—. **2014.** *Power to Gas – mehr als ein Energiespeicher. Systemlösung für eine erfolgreiche Energiewende.* Berlin : s.n., 2014.

Kreuder, Lukas, Gruber, Anna und von Roon, Serafin. 2013. *Quantifying the Costs of Demand Response for Industrial Businesses.* 2013.

Liebenau, V., et al. 2013. Network extension planning considering unvertainty of feed-in from renewable energies. Grenoble : IEEE Powertech, 2013.

Mirbach, T. 2009. *Marktsimulationsverfahren zur Untersuchung der Preisentwicklung im europäischen Markt für elektrische Energie.* 1. Aachen : Klinkenberg Verlag, 2009.

Moser, A, Rotering, N und Schäfer, A. 2014. *Unterstützung der Energiewende in Deutschland durch einen Pumpspeicherausbau - Potentiale zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit und der Versorgungssicherheit.* Aachen : Voith, 2014.

Moser, Albert. 2014. *Die Energiewende erfoglreich gestalten: Mit Pumpspeicherkraftwerken.* Heldenheim : Voith, 2014.

Nitsch, J. 2012. *Leitstudie 2011 - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. ,.* [Hrsg.] IWES, IfnE DLR. Berlin : Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2012.

Pape, Carsten et al. 2014. *Roadmap Speicher, Speicherbedarf für Erneuerbare Energien - Speicheralternativen - Speicheranreiz - Überwindung rechtlicher Hemmnisse, Kurzzusammenfassung.* Berlin : Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2014.

Pellinger, Christoph, Sutter, Manuel und Hinterstocker, Michael. 2013. *Regionales Speicherpotenzial im Übertragungsnetz.* Wien : s.n., 2013.

Literaturverzeichnis

Rehtanz, Christian. 2014. *Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien.* Berlin : Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2014.

Stadler, Ingo. 2006. *Demand Response Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien.* Kassel : Universität Kassel, 2006.

statista. 2014. *Installierte Leistung der Photovoltaikanlagen weltweit in den Jahren 2000 bis 2013.* 2014.

Sterner, M und Stadler, I. 2014. *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration.* Heidelberg, Berlin, New York : Springer-Vieweg Verlag, 2014.

Sterner, Michael, Jentsch, Mareike und Holzhammer, Uwe. 2011. *Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes.* Hamburg : Greenpeace Energy e.G., 2011.

UBA. 2014. *Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050.* Berlin : Umweltbundesamt, 2014.

VDE. 2008. [Online] 2008. http://www.vde.com/de/fg/ETG/Exklusiv-Mitglieder/Netzregelung2008/Documents/18_Krueger.pdf.

—. **2013.** [Online] 11. 03 2013. http://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/versorgungsqualitaet/Documents/FNN-Fakten-Versorgungsqualitaet_2013-03-11.pdf.

VDE (Hrsg.). VDE-Anwendungsregel; VDE-AR-N 4105:2011-8; Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelvetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. 2011 : s.n.

VDN: TransmissionCode. 2007. *Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber.* 2007.

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

12 Thesen zur Energiewende
Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt (Lang- und Kurzfassung)

Ausschreibungen für Erneuerbare Energien
Welche Fragen sind zu prüfen?

Das deutsche Energiewende-Paradox. Ursachen und Herausforderungen
Eine Analyse des Stromsystems von 2010 bis 2030 in Bezug auf Erneuerbare Energien, Kohle, Gas, Kernkraft und CO_2-Emissionen

Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage
Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage

Effekte regional verteilter sowie Ost-/West-ausgerichteter Solarstromanlagen
Eine Abschätzung systemischer und ökonomischer Effekte verschiedener Zubauszenarien der Photovoltaik

Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess
Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014–2017

Ein robustes Stromnetz für die Zukunft
Methodenvorschlag zur Planung – Kurzfassung einer Studie von BET Aachen

Entwicklung der Windenergie in Deutschland
Eine Beschreibung von aktuellen und zukünftigen Trends und Charakteristika der Einspeisung von Windenergieanlagen

Kapazitätsmarkt oder Strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?
Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland

Klimafreundliche Stromerzeugung: Welche Option ist am günstigsten?
Stromerzeugungskosten neuer Wind- und Solaranalagen sowie neuer CCS- und Kernkraftwerke auf Basis der Förderkonditionen in Großbritannien und Deutschland

Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland
Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033

Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland
Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

Negative Strompreise: Ursache und Wirkungen
Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen – und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Publikationen von Agora Energiewende

Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor
Endbericht einer Studie von der Prognos AG und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)

Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien
Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten

Reform des Konzessionsabgabenrechts
Gutachten vorgelegt von Raue LLP

Stromverteilnetze für die Energiewende
Empfehlungen des Stakeholder-Dialogs Verteilnetze für die Bundesrepublik – Schlussbericht

Vergütung von Windenergieanlagen an Land über das Referenzertragsmodell
Vorschlag für eine Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells und eine Anpassung der Vergütungshöhe

Vorschlag für eine Reform der Umlage-Mechanismen im Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)
Studie des Öko-Instituts im Auftrag von Agora Energiewende

AUF ENGLISCH

12 Insights on Germany's Energiewende
An Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector

A radically simplified EEG 2.0 in 2014
Concept for a two-step process 2014–2017

Benefits of Energy Efficiency on the German Power Sector
Final report of a study conducted by Prognos AG and IAEW

Comparing Electricity Prices for Industry
An elusive task – illustrated by the German case

Comparing the Cost of Low-Carbon Technologies: What is the Cheapest Option?
An analysis of new wind, solar, nuclear and CCS based on current support schemes in the UK and Germany

Cost Optimal Expansion of Renewables in Germany
A comparison of strategies for expanding wind and solar power in Germany

Load Management as a Way of Covering Peak Demand in Southern Germany
Final report on a study conducted by Fraunhofer ISI and Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

The German Energiewende and its Climate Paradox
An Analysis of Power Sector Trends for Renewables, Coal, Gas, Nuclear Power and CO_2 Emissions, 2010–2030

050/10-S-2014/DE

Wie gelingt uns die Energiewende?
Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will den Boden bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.

Agora Energiewende
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 284 49 01-00
F +49 (0)30 284 49 01-29
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Agora Energiewende

Agora Energiewende ist eine gemeinsame Initiative der Stiftung Mercator und der European Climate Foundation.