

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR WINDENERGIE UND ENERGIESYSTEMTECHNIK, KASSEL

INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN UND ENERGIEWIRTSCHAFT, AACHEN

STIFTUNG UMWELTENERGIERECHT, WÜRZBURG

ROADMAP SPEICHER

SPEICHERBEDARF FÜR ERNEUERBARE
ENERGIEN – SPEICHERALTERNATIVEN –
SPEICHERANREIZ – ÜBERWINDUNG
RECHTLICHER HEMMNISSE

Kurzzusammenfassung

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

ROADMAP SPEICHER

Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung

Kurzzusammenfassung

Dr. Carsten Pape (Projektleiter, Fraunhofer IWES)

**Norman Gerhardt, Philipp Härtel, Angela Scholz, Rainer Schwinn (Fraunhofer IWES)
Tim Drees, Andreas Maaz, Jens Sprey, Dr. Christopher Breuer, Prof. Dr. Albert Moser (IAEW)
Frank Sailer, Simon Reuter, Thorsten Müller (Stiftung Umweltenergierecht)**

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES)
Institutsteil Kassel (Koordinator)

Auftraggeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Förderkennzeichen: 0325327A, 0325327B, 0325327C

Projektpartner: Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)
Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen – Fakultät 6: Elektrotechnik und Informationstechnik

Stiftung Umweltenergierecht
Würzburg

Inhalt

1	Hintergrund und Motivation	5
2	Kernaussagen	8
3	Methodik, Modelle und Verfahren	10
3.1	Modellierung von Einflussfaktoren	10
3.1.1	Knotenscharfe Einspeisungen auf Basis erneuerbarer Energien	10
3.1.2	Prognosefehler der Stromeinspeisung durch Windenergie und Photovoltaik	11
3.1.3	Reservebedarf und Reservebereitstellung	11
3.1.4	Lastmanagement	11
3.2	Modellierung und Bewertung für den mittelfristigen Zeitbereich	12
3.2.1	Gesamtwirtschaftliche Speichersimulation	12
3.2.2	Betriebswirtschaftliche Speichersimulation	13
3.3	Modellierung und Bewertung für langfristigen Zeitbereich	14
3.3.1	Europäischer Kraftwerkseinsatz und optimierte europäische Ausbauplanung	14
3.3.2	Detaillierter Kraftwerkseinsatz in Deutschland unter Berücksichtigung von Prognosefehlern, Regelleistung und Flexibilitätsrestriktionen der Kraftwerke	14
4	Allgemeine Annahmen	16
4.1	Betrachtungsbereich	16
4.2	Szenarioannahmen	16
4.2.1	Annahmen zum Erzeugungssystem	17
4.2.2	Annahmen zum Übertragungsnetz(-ausbau)	21
4.3	Szenarioüberblick	22
5	Ermittelter Bedarf für Stromspeicher	25
5.1	Mittelfristiger Speicherbedarf	25
5.1.1	Gesamtwirtschaftliche Speichersimulation	25
5.1.2	Betriebswirtschaftliche Speichersimulation	29
5.2	Langfristiger Speicherbedarf	30
5.2.1	Ergebnisse der europaweiten Zubauoptimierung	31
5.2.2	Ergebnisse der Detailrechnung für Deutschland mit iterativem Speicherzubaue	33
6	Rechtliche Analyse	35
6.1	Genehmigungsrechtliche Anforderungen an Stromspeicher	35
6.2	Energerechtliche Anforderungen an Stromspeicher	38
6.3	Kostenbelastung von Stromspeichern	39
6.3.1	Netzentgelte	39
6.3.2	Netzentgeltgewälzte Abgaben, Umlagen und Kosten	40
6.3.3	EEG-Umlage	41
6.3.4	Stromsteuer	42
6.3.5	Wasserabgaben	42
6.4	Entflechtungsrechtliche Vorgaben an Stromspeicher	42
6.5	Europa- und verfassungsrechtliche Anforderungen an eine mögliche Speicherförderung	43
6.6	Ausblick	44
7	Fazit	45
	Literaturverzeichnis	48

Der globale Klimaschutz und die zunehmende Ressourcenknappheit erfordern eine Transformation der Energieversorgungsstruktur. Mit der im Juni 2011 beschlossenen Energiewende sowie dem Ausstieg aus der Kernenergienutzung bis 2022 steht hierbei eine tiefgreifende Umstrukturierung des Stromversorgungssystems in Deutschland und Europa bevor. Große Klimaschutzpotenziale können durch einen Ausbau von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE) in der Stromversorgung erschlossen werden. In Deutschland wird der Ausbau der EE im Rahmen der Energiewende durch die Technologien in Bereichen der Windenergie und Photovoltaik dominiert. Deren fluktuierende Einspeisung bringt jedoch zunehmende Herausforderungen mit sich. Auf der einen Seite steigen die Anforderungen an die Märkte und somit die übrigen Erzeuger durch höheren Flexibilitätsbedarf und steigende Gradienten sowie zunehmenden Bedarf an Regelleistung. Auf der anderen Seite nehmen die Herausforderungen im Netzbetrieb zu. Gerade an den sicheren Betrieb des elektrischen Stromversorgungssystems werden jedoch hohe Anforderungen gestellt, da u. a. die Erzeugung zu jedem Zeitpunkt exakt dem Verbrauch entsprechen muss. Durch den Ausbau der lastfernen, dargebotsabhängigen Einspeisungen in diesem System steigt zudem der räumliche Ausgleichsbedarf.

In diesem Zusammenhang können durch eine erhöhte Flexibilisierung auf der Nachfrageseite sowie bei den erneuerbaren Einspeisern Speicher eine Anpassung zwischen Stromerzeugung und -verbrauch ermöglichen. Technologieabhängig kann ebenfalls eine räumliche Verschiebung erreicht werden. Primär wird dies über die Übertragungsnetze gewährleistet. Hinsichtlich des Bedarfs an zusätzlichen Speichern in den kommenden Jahren besteht jedoch in der aktuellen energiepolitischen Diskussion große Unsicherheit, da dieser sich in erster Linie durch die folgenden Aspekte ergibt:

- Hohe lokale oder regionale Erzeugungsüberschüsse durch Netzengpässe
- Hohe Leistungsgradienten der zu deckenden Residuallast
- Nutzung von Überschussstrom aus EE in Zeiten hoher Erzeugung (z. B. anstatt Abschaltungen von Windenergieanlagen)

Der zukünftige Speicherbedarf unterliegt jedoch aufgrund der zahlreichen Einflussgrößen und der relativ hohen Kosten für Speicher erheblichen Unsicherheiten, welche im Rahmen des Forschungsprojekts in einer europaweiten Betrachtung mit Fokus auf Deutschland analysiert wurden:

Auf der einen Seite kann es zukünftig zu einem erhöhten Speicherbedarf kommen, da der zunehmende Ausbau von EE in Europa aufgrund der Dargebotsabhängigkeit zu einer signifikant volatilen und fluktuierenden Einspeisesituation führt. Dies erfordert die Bereitstellung von Strom zu Schwachwindperioden sowie Stunden geringer Sonneneinstrahlung mit Energie aus Zeiten hoher EE-Einspeisungen. Neben der Volatilität sind Prognosefehler der Einspeisung aus EE sowie die Abweichung der realen von der prognostizierten Last Faktoren, die einen Einfluss auf die Höhe des Speicherbedarfs aufweisen können. Die Weiterentwicklung der Prognosegüte in Zukunft hat einen direkten Einfluss auf den EE-bedingten zusätzlichen Speicherbedarf im System.

Auf der anderen Seite werden zukünftig auch weitere Ausgleichspotenziale in Konkurrenz zu Stromspeichern zur Verfügung stehen. Zunehmend gewinnen hierbei das Demand Side Management (DSM) sowie Flexibilitätsoptionen in der Erzeugung an Bedeutung. Diese können Flexibilität im Erzeugungssystem durch eine kurzfristige Verschiebung der Lasten oder durch kurzfristige Anpassung der Einspeisung aus flexiblen Kraftwerkseinheiten bereitstellen. Insbesondere für die Kraft-Wärme-

Kopplung (KWK) zeigt sich neben Wärmespeichern vor allem durch den Einsatz von Elektroheizern bzw. Power-to-Heat (PtH) eine zusätzliche Flexibilitätsoption, welche – neben dem Netzausbau – einen hohen Einfluss auf den Stromspeicherbedarf zeigt. Die Nutzung dieser Technologien kann sich senkend auf den Speicherbedarf auswirken. Darüber hinaus sind Ausgleichseffekte im europäischen Erzeugungssystem zu berücksichtigen, da trotz begrenzter europäischer Übertragungskapazitäten ein Ausgleichspotenzial der heterogenen Erzeugungsstrukturen vorliegt und effizient genutzt werden sollte.

Als weitere Faktoren beim zukünftigen Speicherbedarf spielen zudem Engpässe im Übertragungsnetz (ÜN) – insbesondere in Deutschland – eine wichtige Rolle. Hierbei ist neben der Kapazität des Speichers jedoch vor allem seine geografische Allokation relevant. So können Speicher technologieabhängig bei Power-to-Gas-Anlagen neben einer zeitlichen Entkopplung zusätzlich für einen räumlichen Ausgleich sorgen.



Abb. 1-1: Einflussfaktoren auf die Höhe des Speicherbedarfs

Nicht zuletzt spielt auch der bestehende Rechtsrahmen eine zentrale Rolle für die (künftige) Situation von Stromspeichern. Rechtliche Unsicherheiten können sich unmittelbar auf die Wirtschaftlichkeit von Speichern auswirken, sei es bei der Planung und Genehmigung oder beim späteren Betrieb. Dabei gab es 2009 erste Bestrebungen des Gesetzgebers, entsprechende Hemmnisse für Stromspeicher abzubauen: Neue Stromspeicher wurden zeitlich begrenzt von den Netzentgelten befreit (§ 118 Abs. 7 EnWG a.F.), der Anlagenbegriff im EEG auf „EE-Speicher“ erweitert (§ 3 Nr. 1 Satz 2 EEG) und festgelegt, dass eine Zwischenspeicherung keine Auswirkungen auf die Einspeisevergütung von EE-Anlagen hat (§ 16 Abs. 3 EEG a.F.). Damit waren erste gesetzgeberische Weichenstellungen für das Recht der Stromspeicherung vorgenommen. Im Rahmen einer rechtliche Analyse sollte daher der bestehende Rechtsrahmen für Stromspeicher dargestellt, rechtliche Unsicherheiten aufgezeigt und Handlungsmöglichkeiten für eine konsistente Weiterentwicklung der rechtlichen Vorgaben entwickelt sowie die Grenzen für eine mögliche staatliche Speicherförderung bestimmt werden.

Über den Bedarf an Stromspeichern sowie die Beantwortung der Frage, welche der verfügbaren Technologien in welchem Maße eingesetzt werden sollten, um sich einer

gesamtwirtschaftlich optimalen Ausgestaltung des Energieversorgungssystems anzunähern, bestehen jedoch ebenso große Unsicherheit wie über den Rechtsrahmen und den diesbezüglichen Weiterentwicklungsbedarf. Die zentralen Fragen für den Ausbau der Speicher lauten somit:

- Welche Speichergröße ist erforderlich?
- Welche Technologien und Flexibilitäten der Speicher werden benötigt?
- Wie ist die zeitliche Bedarfsentwicklung?
- Wo werden Speicher benötigt?
- Welche rechtlichen Vorschriften bestehen für Stromspeicher?
- Wie muss sich der Rechtsrahmen für die Stromspeicherung weiterentwickeln?
- Was wäre bei einer staatlichen Speicherförderung zu beachten?

Das Forschungsprojekt "Roadmap Speicher - Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung" adressiert die oben genannten Fragen. Mithilfe einer umfassenden und detaillierten Simulation des zukünftigen Stromversorgungssystems wurden Kosten und Nutzen von Speichern aus gesamtwirtschaftlicher Sicht untersucht und der dafür bestehende Rechtsrahmen bewertet. Die Abhängigkeiten dieser Einflussfaktoren wurden hierzu in Form von Szenarien in Untersuchungen abgebildet. Mittels Modellierungen der europäischen Strommärkte sowie dem europäischen Übertragungsnetz wurde der Speicherbedarf in zukünftigen Szenarien bestimmt. Die Untersuchung wurde durch eine umfassende Analyse der rechtlichen Rahmenbedingungen für die Planung und Genehmigung von Stromspeichern, für ihren Betrieb und ihre Marktteilnahme sowie für eine mögliche Speicherförderung begleitet.

Auf Basis der Untersuchungen wurden anschließend der Speicherbedarf in Deutschland im europäischen Kontext sowie Handlungsempfehlungen zur Weiterentwicklung des Rechtsrahmens bestimmt.

2 Kernaussagen

Die zentralen Ergebnisse zum zukünftigen Speicherbedarf für erneuerbare Energien des vorliegenden Forschungsprojekts *Roadmap Speicher* sind in den folgenden Kernaussagen zusammengefasst:

- 1) Zur Erreichung der Ziele der Energiewende spielt Flexibilität im Stromversorgungssystem zukünftig eine zentrale Rolle. Diese kann durch Netzausbau und den europäischen Strommarkt sowie durch Lastmanagement, flexible Biogasanlagen, Kraft-Wärme-Kopplung und Power-to-Heat zu großen Teilen gedeckt werden.
- 2) Bis zu einem EE-Anteil von ca. 60% ist der Ausbau von Stromspeichern keine Voraussetzung für den weiteren Ausbau von Windenergie- und PV-Anlagen, wenn eine Abregelung geringer Mengen von Erzeugungsspitzen akzeptiert wird.
- 3) Auch bei hohen EE-Anteilen an der Stromerzeugung (ca. 90% in Deutschland und über 80% in Europa) kann bei Flexibilisierung von Erzeugung und Nachfrage der notwendige Ausgleich weitgehend ohne zusätzliche Stromspeicher geschaffen werden. Dabei ist der Anteil abgeregelter EE-Erzeugung mit ca. 1% gering.
- 4) Sollte es in diesem Szenario zukünftig zu einer fehlenden Flexibilisierung der Nachfrage kommen, wird sich ein Bedarf für Stromspeicher mit einem sehr kurzfristigen Zeitbereich ergeben. Bei einem hohen Anteil von PV- und Windenergieanlagen werden ebenfalls zusätzliche Tagesspeicher zur Bereitstellung von Flexibilität benötigt. Dabei ist der Bedarf im Vergleich zur EE-Erzeugungsleistung niedrig und stellt gegenüber der alternativen Stromerzeugung aus Biomasse, Geothermie oder CSP-Anlagen keinen ausschlaggebenden Kostenfaktor dar.
- 5) Der Ausbau des Übertragungsnetzes ist in einem angemessenem Umfang erforderlich, um die Ziele der Energiewende zu erreichen. Anderenfalls kann es zu großen Engpässen im Übertragungsnetz innerhalb von Deutschland kommen, wodurch mögliche Einspeisungen von Erzeugungsanlagen auf Basis dargebotsabhängiger Ressourcen eingeschränkt werden.
- 6) Der netzdienliche Einsatz von Stromspeichern kann bei einem verzögerten Netzausbau Nutzen im Engpassmanagement bringen. Aufgrund der zeitlichen und räumlichen Entkopplung von Ein- und Ausspeicherung weisen Power-to-Gas-Anlagen hierbei den größten Nutzen auf, dem jedoch höhere Investitionskosten gegenüberstehen. Bei einem abgeschlossenen Netzausbau werden diese netzdienlichen Stromspeicher jedoch für diese Funktion nicht mehr benötigt.
- 7) Zukünftig werden die Anforderungen an die Bereitstellung von Systemdienstleistungen im Energieversorgungssystem steigen. Speicher können hierzu neben anderen Technologien einen nennenswerten Beitrag leisten.
- 8) Eine wichtige Voraussetzung für die zukünftige Wirtschaftlichkeit der Stromspeicher ist die Kostendegression. Hierzu sind konkrete Strategien und

Maßnahmen zur Einführung der Technologien gegebenenfalls durch eine politische Begleitung zu schaffen.

Kernaussagen

- 9) Da jede Speicherung mit Kosten und zum Teil sehr hohen Wirkungsgradverlusten verbunden ist, ist eine direkte Nutzung des Stroms einer Zwischenspeicherung sowohl ökonomisch als auch klimapolitisch vorzuziehen. Speicherung im Vergleich zu alternativen Lösungen ist dann sinnvoll, wenn nur mit einer Speicherung die Ziele erreicht werden können oder die mit der Speicherung verbundenen Vorteile die zusätzlichen Kosten zumindest aufwiegen.
- 10) Ungünstige Regelungen und rechtliche Unsicherheiten wirken sich auf die Investitionsentscheidung in Stromspeichern aus. Dies betrifft die Planungs- und Genehmigungsphase ebenso wie die spätere Betriebsphase. Der Rechtsrahmen für Stromspeicher stellt sich als teilweise inkonsistent dar und ist angesichts der bestehenden tatsächlichen Unsicherheiten beim künftigen Stromspeicherbedarf weniger von einem gesetzgeberischen Gesamtkonzept geprägt, als vielmehr von einer Vielzahl punktueller Regelungen.
- 11) Die genehmigungsrechtliche Situation für Stromspeicher hängt stark von der jeweiligen Technologie ab und zeigt sich etwa bei Pumpspeicherkraftwerken als durchaus problematisch.
- 12) Die Kosten- und Abgabensituation für Stromspeicher ist im regulatorischen, rechtlichen sowie marktlichen Rahmen teilweise uneinheitlich und im Detail bisweilen umstritten. Der Gesetzgeber hat jedoch bereits etliche Privilegierungen für Speicher geschaffen.
- 13) Bei der Ausgestaltung einer finanziellen Förderung von Speichern sind zur Verhinderung von Wettbewerbsverzerrungen insbesondere das europäische Beihilferecht und ggf. die neuen Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien zu beachten sowie daneben auch gewisse verfassungsrechtliche Grenzen einzuhalten.
- 14) Eine Speicherförderung nach dem Vorbild des EEG durch Gewährung bestimmter Vergütungssätze und/oder Prämien ist nicht geeignet. Es entstünden Fehlanreize, unabhängig von der energiewirtschaftlichen Sinnhaftigkeit möglichst viel Strom zwischenspeichern. Ein „Speichergesetz“ wird im jetzigen Stadium nicht empfohlen. Es braucht angesichts der tatsächlichen Ungewissheiten „lernfähiges“ Recht, das eine gewisse Flexibilität in verschiedenen Entwicklungspfaden erlaubt und eine Erprobung ermöglicht.

Methodik, Modelle und Verfahren

Zur Ermittlung des optimalen Ausbaupfads für Stromspeicher im europäischen Verbundsystem wird im Rahmen des Forschungsprojekts eine mehrstufige Simulation des elektrischen Energieversorgungssystems durchgeführt. Aus den Rückwirkungen der dargebotsabhängigen Einspeisung auf das Marktgeschehen sowie auf die Netzauslastung lässt sich nachfolgend der Bedarf an Speicherkapazität ableiten. Die konkrete Modellierung sowie die angewendeten Verfahren unterscheiden sich hierbei nach dem zu analysierenden Zeitbereich.

3.1 Modellierung von Einflussfaktoren

Im Folgenden ist daher zunächst dargestellt, wie die entscheidenden Einflussfaktoren auf den Speicherbedarf (Einspeisung auf Basis erneuerbarer Energien, Prognosefehler und Reserveanforderung) in den späteren Simulationen modelliert sind. Für eine detaillierte Beschreibung einzelner Modelle ist an dieser Stelle auf die Langfassung des Forschungsprojekts zu verweisen.

3.1.1 Knotenscharfe Einspeisungen auf Basis erneuerbarer Energien

Die Einspeisung durch die erneuerbaren Energien wird vom Fraunhofer IWES mit der Auflösung des COSMO-EU-Modells (7 km Maschenweite) für das gesamte Betrachtungsgebiet simuliert. Auf Basis von Informationen über Bestandsanlagen sowie eine Zubaumodellierung unter Berücksichtigung geeigneter Flächen und der regenerativen Ressource erfolgt im Modell ein Zubau der EE-Anlagen. Für zukünftige EE-Anlagen werden technologische Entwicklungen wie eine Erhöhung des Systemwirkungsgrads (PV) oder zunehmende Nabenhöhen bei einer geringeren rotorspezifischen Nennleistung berücksichtigt. Mithilfe physikalischer Modelle der EE und anhand historischer Wetterdaten werden stündlich aufgelöste Zeitreihen der Stromerzeugung der verschiedenen Technologien je Wettermodellfläche generiert. Anschließend, unter Berücksichtigung von regionalisierten Lastzeitreihen, werden diese zu Residuallastzeitreihen (je Höchstspannungsnetzknotten oder je Marktgebiet) aggregiert. Analog zu den Lastzeitreihen wurden die historischen Wetterdaten des Jahres 2011 verwendet.

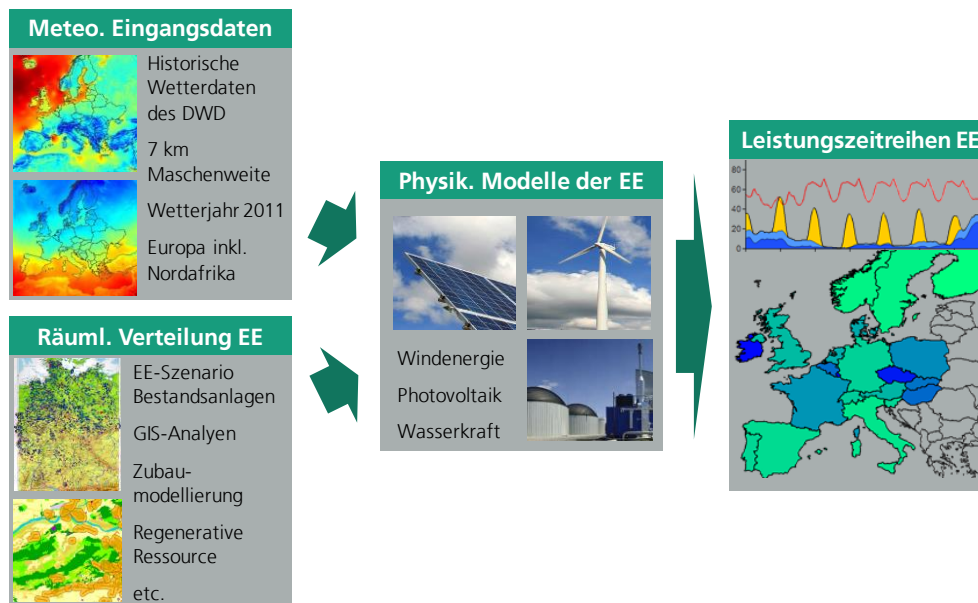


Abb. 3-1: Europaweite Modellierung der erneuerbaren Energien und Zubaumodellierung

3.1.2 Prognosefehler der Stromeinspeisung durch Windenergie und Photovoltaik

Um die Verteilung der Prognosefehler der Einspeisung durch Windenergie und Photovoltaik für die Szenariojahre abzubilden, wird aufbauend auf historischen Ist-Einspeisedaten sowie Kurzfrist- und Folgetagsprognosedaten eine Kerndichteschätzung vorgenommen. Aus den heutigen Prognosefehlerverteilungen werden anschließend durch lineare Transformation die zukünftig zu erwartenden Fehlerverteilungen in den Szenarien für Windenergie und Photovoltaik mit den Ziel-Fehlerkenngrößen ($nRMSE$ und $nBIAS$) erzeugt und entsprechend den installierten Leistungen skaliert.

Des Weiteren wird für die Bewirtschaftung der Langzeitspeicher eine Langfristprognose der Residuallast berücksichtigt. Hierfür wird eine Statistik auf Basis langjähriger Zeitreihen der EE-Einspeisung und der Last unter Berücksichtigung von Wochentags- und Feiertagen im Falle der Last generiert.

3.1.3 Reservebedarf und Reservebereitstellung

Der zunehmende Ausbau der fluktuierenden Erzeugung aus Wind und Photovoltaik führt zu einem steigenden Bedarf an Regelleistung. Wie sehr sich der Regelleistungsbedarf in Zukunft verändern wird, hängt wesentlich von der Prognosegüte für die Wind- und PV-Einspeisung ab. Bei dem in Deutschland verwendeten Verfahren nach Graf/Haubrich [Consentec/Haubrich 2008, Roggenbau 1999] werden die einzelnen Fehler betrachtet, welche einen Bedarf an Regelleistung verursachen. Dies sind bspw. Prognosefehler und Kraftwerksausfälle. Unter Annahme, dass zukünftig die Ermittlung des Regelleistungsbedarfs dynamisch erfolgt, wird auf Basis der ermittelten Fehlerverteilungen mithilfe eines Verfahrens zur stündlichen Reservebemessung der Gesamtregelleistungsbedarf (Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung) ermittelt und abgebildet [Breuer et al. 2011].

3.1.4 Lastmanagement

Durch die neuen Stromverbraucher Elektromobilität und Wärmepumpen lassen sich über den höheren Wirkungsgrad eines Elektromotors bzw. die Nutzung von Umweltwärme hohe Effizienzgewinne erzielen. Zudem besteht über die elektrischen bzw. thermischen Speicher ein Lastmanagement(DSM)-Potenzial. Die Speicherfunktion von DSM zeigt sich im Vergleich des unregelmäßigen Stromverbrauchs mit dem an die Erfordernisse des Strommarkts bzw. der Residuallast angepassten Stromverbrauch

(Abb. 4-5). Da es sich bei diesen Anwendungen um Großverbraucher im Haushaltsbereich handelt, ist es auch wahrscheinlich, dass sich das DSM-Potenzial dieser dezentralen Anlagen langfristig ökonomisch durchsetzt. Kleinere Verbraucher wie Wäschetrockner, Geschirrspüler u. a. werden über im Haushalt existente Großverbraucher eingebunden [Nitsch et al. 2012]. Lastmanagement wird vorgelagert im Rahmen eine Glättung der nationalen Residuallasten mit technologiespezifischen Modellen abgebildet.

3.2 Modellierung und Bewertung für den mittelfristigen Zeitbereich

Für den mittelfristigen Zeitbereich (Jahre 2020 bis 2030) wird eine detaillierte Modellierung des europäischen Energieversorgungssystems gewählt, da hierfür genauere Annahmen zur Entwicklung der Erzeugungssysteme in Europa sowie zu Projekten im Ausbau der Übertragungsnetze vorliegen.

Im Rahmen der mehrstufigen Simulationen wird zunächst in einer gesamtwirtschaftlichen Speichersimulation der zukünftige Speicherbedarf in Abhängigkeit von Szenarien ermittelt, um anschließend die Wirtschaftlichkeit möglicher Speicherprojekte in einer betriebswirtschaftlichen Simulation genauer zu untersuchen. Hieraus kann anschließend die Notwendigkeit für Anreize an Investoren ermittelt werden.

3.2.1 Gesamtwirtschaftliche Speichersimulation

Zur Ermittlung des Speicherbedarfs im mittelfristigen Zeitbereich ist eine Berücksichtigung der in Kapitel 1 dargestellten Einflussfaktoren erforderlich. Um die Auswirkungen auf das europäische Stromversorgungssystem geeignet simulieren zu können, wird eine mehrstufige Simulation des elektrischen Stromversorgungssystems durchgeführt. Aus den Rückwirkungen der dargebotsabhängigen Einspeisung auf das Marktgeschehen sowie den Netzbetrieb wird der Bedarf an Stromspeichern abgeleitet.

Im Rahmen der gesamtwirtschaftlichen Speichersimulation [Drees et al. 2012] erfolgt zunächst eine ganzheitliche Marktsimulation des europäischen Stromversorgungssystems, in der die bestehenden sowie zusätzliche Speicherkapazitäten abgebildet werden. Die Marktsimulation wird unter Anwendung eines Verfahrens zur Kraftwerkseinsatzplanung durchgeführt [Mirbach 2009]. Auf Basis der Eingangsdaten, wie bspw. Kraftwerkspark inkl. technischer Daten der Anlagen, Primärenergiepreise, Nachfrage, Reserve sowie Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern, wird der europäische Strommarkt und somit das aktuelle Market Coupling simuliert. Dies geschieht über die Ermittlung des kostenminimalen, d. h. gesamtwirtschaftlich optimalen Kraftwerkseinsatzes zur Nachfragedeckung und Reservevorhaltung unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen in der Stromerzeugung und –übertragung. Hierbei wird im Rahmen der Reservevorhaltung eine aggregierte Sekundärregel- und Tertiärreserve berücksichtigt. Aus den Kosteneinsparungen der Simulation inklusive zusätzlicher Speicher ergibt sich der Nutzen der untersuchten Speicherprojekte für den Strommarkt.

Die aus der Marktsimulation resultierende Last-/Einspeisesituation kann zu Überlastungen im Übertragungsnetz führen, welche durch die Netzbetreiber behoben werden müssen. Dazu werden in der Netzbetriebssimulation mittels der marktbasierend vorgegebenen Kraftwerkseinsätze stündliche Leistungsflüsse im Grundlastfall sowie in Ausfallsituationen bestimmt. Das dazu verwendete Netzmodell des europäischen Verbundsystems basiert auf öffentlich, frei zugänglichen Daten. Individuelle Schaltzustände sowie weitere Netzcharakteristika, die nur Netzbetreibern zur Verfügung stehen, werden nicht berücksichtigt. Zur Behebung von Engpässen wird durch die Netzbetreiber der sogenannte Redispatch angewendet, dessen Ziel die

Beseitigung von Leitungsüberlastungen durch eine geeignete Anpassung des Kraftwerkseinsatzes ist. Im Falle eines Netzengpasses muss vor dem Engpass ein Kraftwerk seine Einspeiseleistung reduzieren, wohingegen hinter dem Engpass die Einspeiseleistung eines anderen Kraftwerkes erhöht werden muss.

Im Rahmen dieses Forschungsprojekts wird dieses Vorgehen der Netzbetreiber im Netzbetrieb simuliert. Da für Redispatchmaßnahmen bisher vorwiegend konventionelle, thermische Kraftwerke eingesetzt werden, stellt der Einsatz von Speichern hierbei einen zusätzlichen Freiheitsgrad zur Vermeidung von Netzengpässen dar, der in den Untersuchungen abgebildet werden kann. Die Optimierung des Lastflusses erfolgt unter der Zielfunktion Leitungsüberlastungen, die Anzahl der Eingriffe des Netzbetreibers in den Kraftwerkseinsatz und die Redispatchkosten, basierend auf Grenzkosten der Kraftwerke, zu minimieren [Eickmann et al. 2013]. Aus der Simulation des Netzbetriebs und der anschließenden Optimierung ergibt sich eine zulässige Netznutzungssituation je betrachteter Stunde.

Das Ergebnis der mehrstufigen Simulation bildet damit den Nutzen technologieabhängiger Stromspeicherprojekte ab, der sich sowohl aus der Reduktion der Stromerzeugungskosten in der Marktsimulation als auch der Reduktion der notwendigen Redispatchkosten ergibt. Zusätzlich kann möglicherweise durch den Einsatz der Speicher ein höherer Anteil an EE in das Stromversorgungssystem integriert werden. Hierdurch kann eine Reduktion des abregelungsbedingten zusätzlichen Ausbaus¹ an EE erlangt werden, der zur Erreichung der geplanten EE-Anteile notwendig ist.

Die hierdurch eingesparten Investitionskosten für EE werden jeweils als Kostensenkung für das Stromversorgungssystem den Speichern zugerechnet. Diesem Gesamtnutzen der jeweiligen Speicher werden anschließend die notwendigen Investitions- und Betriebskosten gegenübergestellt. Das Ergebnis legt damit den gesamtwirtschaftlich sinnvollen Speicherausbau dar.

3.2.2 Betriebswirtschaftliche Speichersimulation

Aus der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung wurde der optimale Ausbauplan hinsichtlich Ort, Technologie und Kapazität von Speichern ermittelt. Auf Basis der im Strommarkt bestimmten Im- und Exporte wird anschließend eine Simulation der Handelsentscheidungen an Märkten für Fahrplanenergie und Reserve in Deutschland durchgeführt. Hierbei wird für den deutschen Kraftwerkspark eine kostenminimale Nachfrage- und Reserverdeckung simuliert, um Preisindikatoren für Spot- und Reservemärkte zu ermitteln [Witzenhausen et al. 2013]. Auf Basis dieser Preise wurden in einer betriebswirtschaftlichen Simulation verschiedene Speicherprojekte auf ihre Wirtschaftlichkeit an den Märkten für Fahrplanenergie und Regelreserve untersucht. Hierzu werden die zu erreichenden Deckungsbeiträge den notwendigen Investitionskosten gegenübergestellt, um eine Aussage darüber zu treffen, ob die gesamtwirtschaftlich sinnvollen Speicherprojekte durch ihre Handelsentscheidungen an den berücksichtigten Märkten ihre notwendigen Kosten decken können. Hieraus lässt sich schließen, ob zusätzliche Anreize notwendig sind, damit ein Zubau in Höhe des ermittelten Bedarfs erfolgt, und in welcher Höhe die Förderung erfolgen muss.

¹ Zum Erreichen der geplanten EE-Anteile müssten zusätzliche Erzeugungsanlagen gebaut werden, welche mit mittleren Stromgestehungskosten für Windenergie- und PV-Anlagen bewertet wurden.

3.3 Modellierung und Bewertung für langfristigen Zeitbereich

Die Modellierung des langfristigen Zeitbereichs beinhaltet einen EE-Anteil von ca. 88% am deutschen Stromverbrauch bei einer EE-Erzeugung von 456 TWh und einem EE-Anteil von 82% in Europa. Zur Untersuchung des langfristigen Speicherbedarfs wird ebenfalls ein mehrstufiges Verfahren eingesetzt. Von einer detaillierten Netzbetriebssimulation wird unter der Annahme, dass Netzengpässe innerhalb der Länder weitgehend behoben sind, abgesehen. Ausgehend von Austauschkapazitäten zwischen den Marktgebieten entsprechend des mittelfristigen Zeitbereichs (Kapitel 3.2) als Basisnetz, wird das Übertragungsnetz in Form eines Ländermodells der Netztransferkapazitäten abstrahiert und kostenoptimal ausgebaut.

3.3.1 Europäischer Kraftwerkseinsatz und optimierte europäische Ausbauplanung

Für die Ermittlung des kostenoptimalen Zubaus von Ausgleichstechnologien wurde am Fraunhofer IWES ein kombiniertes Investitions- und Kraftwerkseinsatzmodell entwickelt. Die Berechnungen basieren auf einer linearen Programmierung und ermitteln für ein Jahr mit stündlicher Auflösung die kostenminimale Deckung der Stromnachfrage. Als exogene Modellparameter werden die simulierten europäischen Einspeisezeitreihen nicht steuerbarer erneuerbarer Energien sowie der dezentralen DSM-Anwendungen übergeben. Freiheitsgrade der Optimierung sind der Einsatz der bestehenden Speicher, Speicherwasseranlagen und KWK-Anlagen inkl. Power-to-Heat. Des Weiteren besteht die Möglichkeit das europäische Übertragungsnetz zu erweitern, GuD-Kraftwerke und Gastrubinen, Kurzzeitspeicher mit einer Speicherkapazität von 2 bis 12h oder Langzeitspeicher (Wasserstoffkavernen und PtG-Methanisierung) zuzubauen sowie die EE abzuregeln.

Als Ausgangsnetz für die langfristigen Betrachtungen wird der Ausbau des Übertragungsnetzes entsprechend des Ten Year Network Development Plan [ENTSO 2012] für 2030 angenommen. Die im Modell zu berücksichtigenden Leitungslängen für NTC-Erhöhungen werden über den euklidischen Abstand zwischen den Bevölkerungsschwerpunkten der benachbarten Marktgebiete approximiert. Transportverluste werden in Abhängigkeit dieser Entfernungen im Modell berücksichtigt. Für die Erhöhung der Kuppelkapazitäten zwischen den europäischen Ländern wird mit einem Umwegfaktor von 1,2 gerechnet und ein Leistungsanteil für NTC-Erhöhungen von 40% angenommen. Als Leitungskosten werden 2 Mio. €/GW/km angesetzt, so dass aus den genannten Annahmen Kosten für NTC-Erhöhungen von 6 Mio.€/GW/km resultierten.

Aus Gründen der Lösbarkeit und Rechendauer wird die Regelleistungsvorhaltung mittels eines validierten Abschlags auf die Kraftwerks- und Speicherleistung berücksichtigt.

3.3.2 Detaillierter Kraftwerkseinsatz in Deutschland unter Berücksichtigung von Prognosefehlern, Regelleistung und Flexibilitätsrestriktionen der Kraftwerke

Die Speicher-Ergebnisse der europäischen Ausbauplanung werden in einem zweiten Simulationsschritt im Rahmen einer Detailbetrachtung für Deutschland überprüft. Dabei wird der Einfluss von Regelleistungsvorhaltung und –abruf sowie des Prognosefehlers im Rahmen einer rollierenden Kraftwerkseinsatzplanung (gemischt ganzzahlige lineare Programmierung (MILP)) auf den Speicherbedarf ermittelt. Zudem werden auch die Restriktionen des Kraftwerksparks hinsichtlich Mindeststillstandszeiten, Anfahrtdauer und Anfahrkosten sowie Teillastverluste und Mindestteillast berücksichtigt. Vorgelagert wird der dynamische Bedarf an den Regelleistungsprodukten (pos./neg. SRL und MRL) in Abhängigkeit der stündlichen EE-Einspeisung modelliert. Der Prognosefehler der Einspeisung fluktuierender EE und der Last wird aus Gründen der Rechenzeit mit einer

Prognoseaktualisierung alle 4 Stunden und einem Prognosehorizont von 3 Tagen berücksichtigt. Durch diese möglichst realitätsnahe Abbildung können die erhöhten Anforderungen eines Energieversorgungssystems mit fluktuierenden EE bewertet werden.

Für die aus der europäischen Rechnung ermittelten Import-/Export-Lastflüsse werden im Rahmen der nationalen Rechnung iterativ zusätzliche Speicher zugebaut. Dabei wird bilanziert, bis zu welcher Ausbaustufe die Einsparungen an fossilen Brennstoffkosten etc. (Brennstoffkosten inkl. Teillastverluste, Anfahrkosten, Lastwechselkosten) sowie an annuitätischen Kraftwerkskosten der effektiv vermiedenen Gasturbinenleistung die zusätzlichen Kosten als annuitätische Speicherkosten noch überwiegen.

Allgemeine Annahmen

Nachfolgend sind die szenarienübergreifenden Annahmen zur Entwicklung des Stromversorgungssystems sowie dessen Berücksichtigung in den Modellen zusammengefasst. Details zu den Annahmen und Modellen finden sich in der Langfassung der Studie. Grundsätzlich orientieren sich die Szenarien 26% EE, 37% EE und 82% EE in Europa eng an den Szenariojahren 2020, 2030 und 2050 der Langfristszenarien 2011 [Nitsch et al. 2012], jedoch ist für die Einordnung der Ergebnisse der Bezug zu den EE-Anteilen aussagekräftiger.

4.1 Betrachtungsbereich

Für eine Berücksichtigung der Wechselwirkungen des europäischen Stromverbunds wird der Großteil des Verbundnetzes der ENTSO-E entsprechend Abb. 4-1 im Modell abgebildet. Zur Analyse des Speicherbedarfs werden die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Deutschland mit einem höherem Detaillierungsgrad berücksichtigt. Der Fokus der Untersuchungen liegt auf dem Stromsektor, jedoch werden angesichts der zu erwartenden Elektrifizierung der Energieversorgung auch neue Anwendungen der Sektoren Wärme/Kälte (Wärmepumpen, zusätzliche Klimatisierung) und Verkehr (E-KFZ) bei den Modellierungen berücksichtigt.

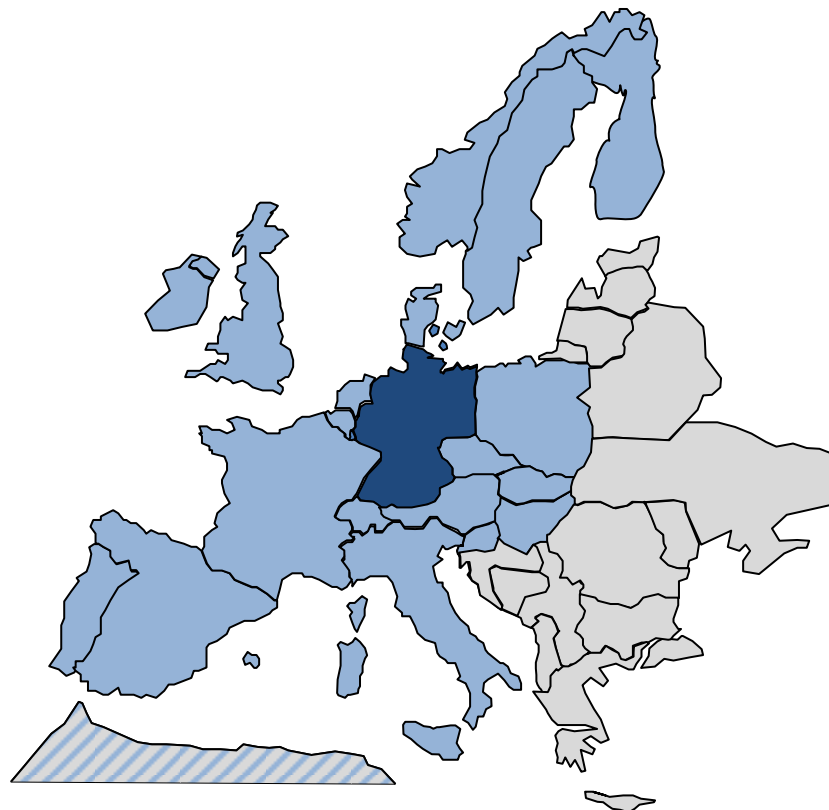


Abb. 4-1: Betrachtungsbereich inkl. Anbindung Nordafrikas

4.2 Szenarioannahmen

Im Folgenden werden die in den Untersuchungen berücksichtigten Annahmen für Deutschland und Europa dargestellt. Diese bilden sowohl das Erzeugungssystem mit seinen Komponenten und Flexibilitäten als auch das Übertragungsnetz ab.

4.2.1 Annahmen zum Erzeugungssystem

Allgemeine Annahmen

Die Annahmen zum Erzeugungssystem für Deutschland und Europa basieren grundsätzlich auf den Langfristszenarien 2011 [Nitsch et al. 2012]. Hierbei wird in den meisten Ländern von einer Umstrukturierung der Erzeugungssysteme ausgegangen, dessen Folge ein Rückbau von Erzeugung aus Kohle und ein Zubau von erneuerbarer Erzeugung sowie Erzeugung aus Erdgas ist. Aufgrund der teilweise sehr schnellen Entwicklungen wurden die Annahmen an einigen Stellen zusätzlich auf Basis neuerer Informationen angepasst.

Stromnachfrage

Die Annahmen zur Entwicklung der Stromnachfrage in Deutschland basieren auf dem Energiekonzept der Bundesregierung [BUND 2010], welches von einer Reduktion der Stromverbrauchs um 25% bis 2050 (10% bis 2020, 15% bis 2030) gegenüber 2008 ausgeht. Die Zahlen der Stützjahre wurden analog für die Szenarien mit 45-50%, 69% und 88% EE-Anteil am deutschen Stromverbrauch übernommen. Die neuen Verbraucher elektrische Wärmepumpen, zusätzliche Klimatisierung und E-KFZ sind jedoch nicht in diesem Energieeinsparziel berücksichtigt, so dass die Annahmen zur Nachfrageentwicklung weitgehend dem Szenario A' der BMU-Langfristszenarien [Nitsch et al. 2012] entsprechen.

Die europaweiten Annahmen zur Nachfrageentwicklung orientieren sich an den Annahmen der Langfristszenarien mit geringen Anpassungen (Abbildung 4-2). Dabei wird jedoch der Stromverbrauch für Elektrolyseure abweichend von den Langfristszenarien nicht vorgegeben sondern modellendogen ermittelt. Ebenso ist der Stromverbrauch von Elektroheizern in der KWK Teil des Modellergebnisses. Der zeitliche Verlauf des Basisstromverbrauchs basiert auf den von der ENTSO-E veröffentlichten Verbrauchsdaten des Jahres 2011.

Es ist hervorzuheben, dass diese Annahmen ein Effizienzscenario darstellen, dessen Ziele nur mit erheblichen Anstrengungen in Effizienzmaßnahmen und einer deutlichen Steigerung der Energieproduktivität zu erreichen sind. Hinsichtlich der Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass damit hohe EE-Anteile auch mit einem etwas geringeren EE-Ausbau erreicht werden können und der Bestand an Pumpspeichern und Speicherwasser einen relativ gesehen größeren Einfluss hat.

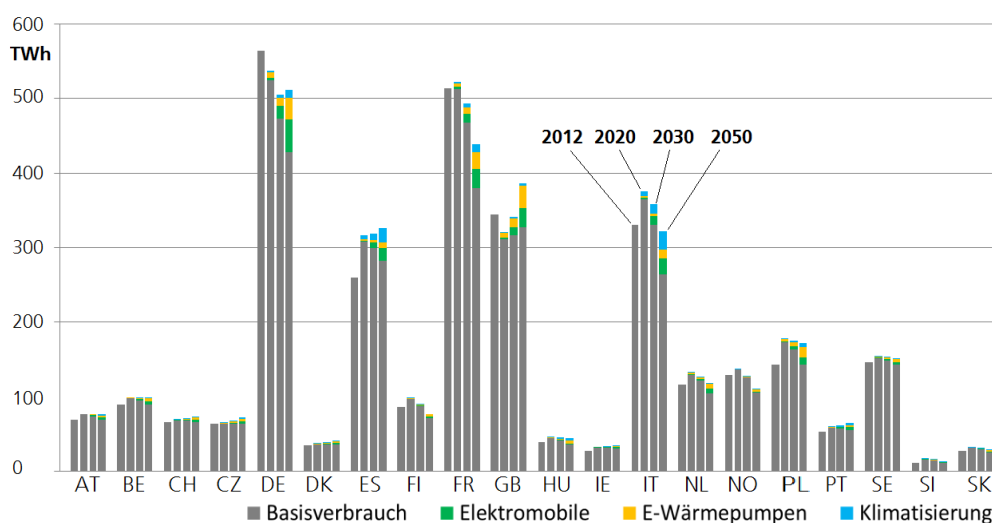


Abb. 4-2: Entwicklung des Basisstromverbrauchs und der zusätzlichen Verbraucher in den betrachteten europäischen Ländern

Ausbau der erneuerbaren Energien

Der Zubau der erneuerbaren Energien orientiert sich an den Langfristszenarien 2011 des BMU [Nitsch et al. 2012], jedoch erfolgten teilweise Anpassungen der zum Teil nicht mehr aktuellen Szenarien auf Basis aktueller Zubauzahlen sowie der Nationalen Aktionspläne der EU-Staaten.

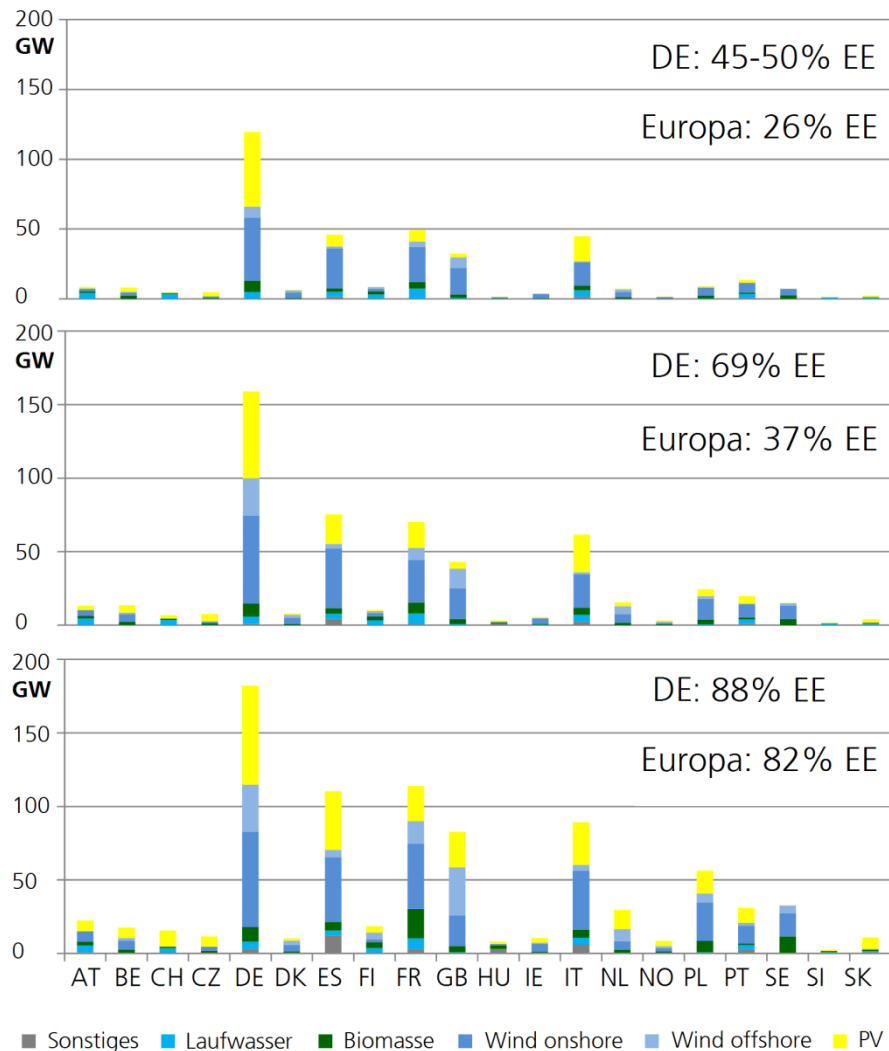


Abb. 4-3: Installierte Leistungen der erneuerbaren Energien in den betrachteten Ländern in Szenario A (mittlere Abbildung: Wind-)

Kraftwerkspark inkl. Bestandsspeicher

Der Kraftwerkspark in Deutschland für die Szenarien mit 26% (2020) und mit 37% (2030) EE-Anteil wird aus den blockscharfen Bestandskraftwerken, konkreten Neubauprojekten sowie einer Sterbelinie abgeleitet. Der Ausstieg Deutschlands aus der Kernenergienutzung bis 2022 wird mit berücksichtigt. Weiterhin werden für Deutschland der Bestand an Speichern abgebildet und für die anderen europäischen Länder die Bestandsspeicher sowie Neubauprojekte von Speichern, die sich derzeit bereits im Bau befinden, berücksichtigt.

Der Kraftwerkspark in dem 82%-Szenario beinhaltet lediglich die bestehenden europäischen Speicher und Speicherwasserkraftwerke und einen Ersatz der KWK-Anlagen durch neue Anlagen. Um der Optimierung den Freiheitsgrad zwischen dem Zubau von Speichern oder Kraftwerken zu geben, beinhaltet das System keinen exogenen

vorgegeben Kraftwerkspark an Kondensationskraftwerken. GuD-Kraftwerke oder Gasturbinen werden endogen im Rahmen einer Ausbauplanung zugebaut.

Allgemeine Annahmen

In aktuellen Untersuchungen kann eine Mindesterzeugung aus konventionellen Erzeugungseinheiten (must-run-Kapazitäten) zur Gewährleistung des Netzbetriebs festgestellt werden. In den durchgeführten Untersuchungen zum Speicherbedarf wird jedoch von dieser Vorgabe abstrahiert, da davon auszugehen ist, dass für die notwendigen Anforderungen im Netzbetrieb zukünftig ebenfalls andere technologische Möglichkeiten bestehen.

Im Rahmen der Szenarien mit 45-69% EE-Anteil in Deutschland bzw. 26-37% in Europa wird zudem unterstellt, dass aufgrund der energierechtlichen Rahmenbedingungen die industrielle Eigenstromerzeugung nicht auf die Steuerungssignale des Strommarktes reagiert und aufgrund des Eigenstromanreizes ihre must-run-Charakteristik beibehält. In der Simulation wird unterstellt, dass der statistische Eigenverbrauch der Eigenerzeugung entspricht und sich dadurch aufhebt. Aufgrund dieser unterstellten Inflexibilität ist im Ergebnis von einem erhöhten Ausgleichsbedarf auszugehen.

Hinsichtlich der Flexibilität des Kraftwerksparks liegen folgende Annahmen zu Grunde:

- Für konventionelle Kraftwerke wird im Rahmen des 37%-Szenarios mit hoher Flexibilität eine Reduktion der Mindestleistung und Mindestzeiten unterstellt.
- Für Biogasanlagen wird mit zunehmendem EE-Anteil eine höhere Flexibilisierung mittels Gasspeicher und zusätzlicher BHKW-Leistung unterstellt. Hierfür werden im Rahmen des 37%-Szenarios zudem 2 Sensitivitäten mit hoher und geringer Flexibilität berechnet.
- CSP werden gemäß der Annahmen der Langfristszenarien 2011 mit einer sehr hohen Überdimensionierung des Kollektorfeldes (SM4) sowie thermischen Speichern von bis zu 18 h abgebildet.
- Für KWK-Anlagen wird mit zunehmendem EE-Anteil eine höhere Durchdringung mit Wärmespeichern, eine höhere Anlagenauslegung im Verhältnis zur Wärmehöchstlast und eine höhere PtH-Leistung unterstellt. Hierfür werden im Rahmen des 37%-Szenarios zudem 2 Sensitivitäten mit hoher und geringer Flexibilität berechnet.

Kosten

Die Entwicklungen der Brennstoffkosten basieren auf den Annahmen des BMU-Langfristszenarios „mittlerer Preispfad“. Es wird im Vergleich zu den Netzentwicklungsplänen von einer deutlicheren Preissteigerung der fossilen Brennstoffe ausgegangen, was die Wirtschaftlichkeit von Speichern eher begünstigt. Der CO₂-Zertifikatspreis steigt langfristig auf 57 €/t CO₂.

ct ₂₀₀₉ /kWh _{therm}	2020	2030	2050
Uran	0,19	0,25	0,37
Braunkohle	0,47	0,51	0,58
Steinkohle	1,49	1,81	2,36
Erdgas	2,74	3,29	4,19
Heizöl, schwer	3,20	3,83	4,87
Heizöl, leicht	6,19	7,40	9,42

Tab. 4-1: Entwicklung der Brennstoffkosten nach den Langfristszenarien 2011 [Nitsch et al. 2012]

Annahmen zu den Speicherkosten wurden in Anlehnung an [Fuchs et al. 2012] sowie eigenen Recherchen getroffen. Es wird zwischen Investitionskosten für die

Speicherleistung und Speicherkapazität unterschieden. Zusätzlich zur Reduktion der Investitionskosten steigen bei elektrochemischen Speichern die Zyklenfestigkeit, die Lebensdauer sowie der Wirkungsgrad.

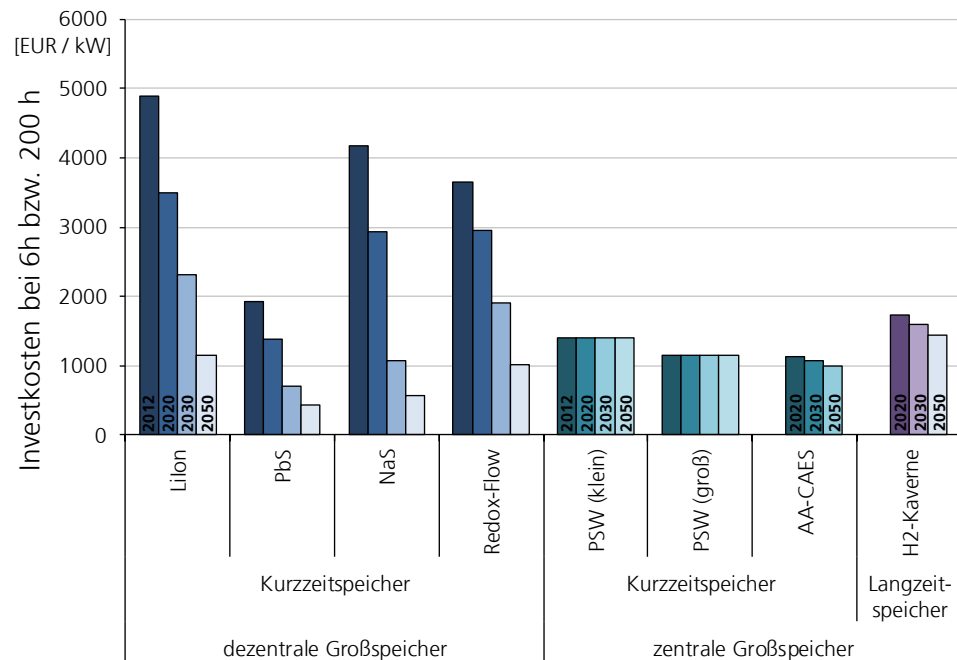
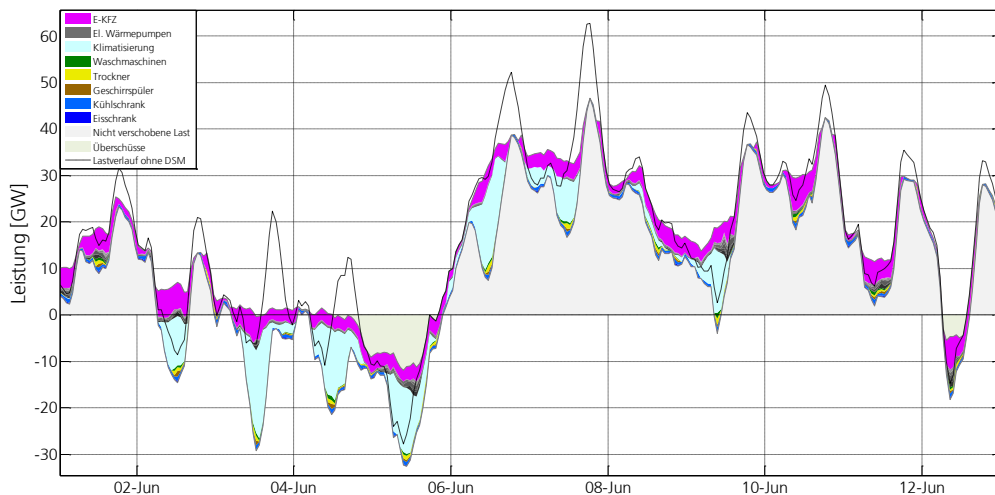


Abb. 4-4: Kostenentwicklung der Speichertechnologien mit 6 h bzw. 200 h Speicherdauer (H₂-Kaverne)

Lastmanagement und Power-to-Heat

Beim Lastmanagement dominieren die neuen Stromverbraucher Elektromobilität, Wärmepumpen und Klimatisierung (im Gewerbebereich). Die Speicherfunktion von DSM zeigt sich im Vergleich zum unregelmäßigen Stromverbrauch durch einen an die Erfordernisse des Strommarktes bzw. der Residuallastsituation angepassten Stromverbrauch. Für diese neuen Stromverbraucher wird langfristig ein Anteil von 11% am Stromverbrauch in Europa bzw. 13% in Deutschland unterstellt. Die über diese dezentralen Großverbraucher eingebundenen Anwendungen im Bereich der weißen Ware haben dabei nur einen Anteil von ca. 10% des gesamten DSM. Im Bereich Elektromobilität wird dabei eine reduzierte Teilnahme am DSM von 20% (mittelfristig) bis 60% (langfristig bzw. hohe Flexibilität) des Fahrzeugparks unterstellt. Im Bereich der Wärmepumpen wird die Flexibilität über die Einbindung zusätzlicher Wärmespeicher neben der Nutzung der Gebäudemasse variiert. DSM weist eine sehr hohe theoretische Anschlussleistung auf. Aufgrund der technologiespezifischen Restriktionen von Verfügbarkeit, Speicherfüllstand oder Saisonalität kann jedoch nur ein Anteil gleichzeitig abgerufen werden. So kann z. B. von der Anschlussleistung von 108 GW in Deutschland im 82%-Szenario nur maximal 26,7 GW abgerufen werden. Für den mittelfristigen Zeitbereich wird von einem Rückbau der bestehenden Nachtspeicherheizungen und el. Trinkwarmwasserspeichern ausgegangen, welche aber im 26% EE-Szenario noch zu Verfügung stehen.



Allgemeine Annahmen

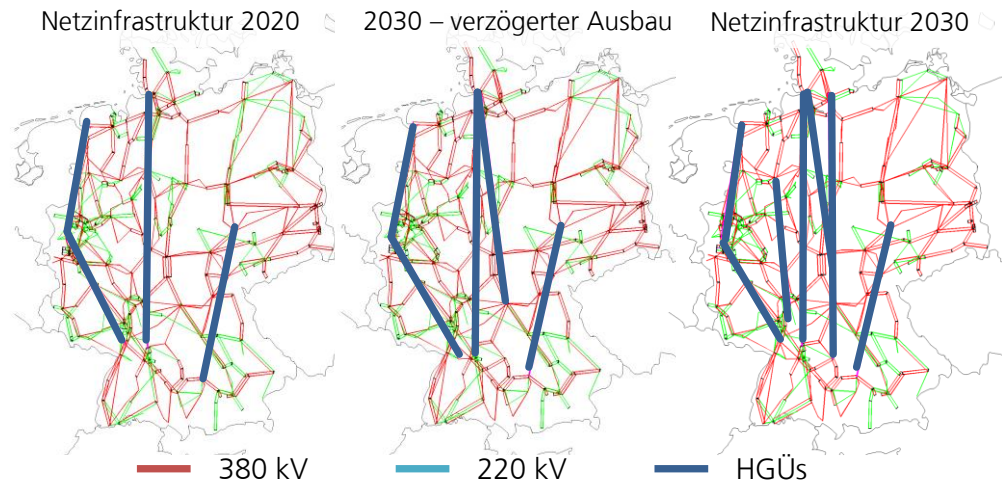
Abb. 4-5: Beispielhafter Wochenverlauf des Demand Side Management in Deutschland im 82%-EE-Szenario

Die Berücksichtigung der PtH-Technologie in der energiewirtschaftlichen Simulation weist einen großen Einfluss auf die Ergebnisse zum Speicherbedarf auf. Dabei wird unterstellt, dass alle KWK-Anlagen neben der Flexibilisierung mittels Wärmespeicher auch über eine PtH-Anlage verfügen. Für Deutschland ergibt sich hierbei langfristig ein aggregiertes PtH-Potenzial von 11 GW im Bereich der Fernwärme und 3 GW im Bereich Industrie-KWK.

4.2.2 Annahmen zum Übertragungsnetz(-ausbau)

Auf Basis der am Strommarkt determinierten Last-/Einspeisesituation sind die resultierenden Engpässe im Übertragungsnetz mithilfe eines Modells der Netzinfrastruktur zu bewerten. Das in diesem Forschungsprojekt verwendete Übertragungsnetzmodell enthält alle europäischen Leitungen der Spannungsebenen ab 132 kV für das Betrachtungsjahr 2010. Die Daten hierfür stammen vollständig aus öffentlich zugänglichen Quellen. Schaltzustände sowie weitere Informationen, die nur Netzbetreibern vorliegen, werden nicht berücksichtigt. [Hermes et al. 2009] Für die Betrachtung der zukünftigen Szenarien wurde das Netzmodell entsprechend der Netzentwicklungspläne ausgebaut. Abbildung 4-6 zeigt beispielhaft die Ausbausituation des deutschen Übertragungsnetzes in den unterschiedlichen Szenarien. Für das Szenario 2020 wurden Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen, sowie ausgewählte HGÜs des Netzentwicklungsplans (NEP) in Deutschland [Deutsche ÜNB 2012] sowie des TYNDP für Europa [ENTSO-E 2012] bis 2018 berücksichtigt. Der verzögerte Ausbau bis 2030 umfasst weitere Drehstromprojekte innerhalb Deutschlands sowie die Maßnahmen des TYNDP mit geplanter Fertigstellung spätestens im Jahr 2022. Die angenommene Netzinfrastruktur im Jahr 2030 basiert auf der vollständigen Umsetzung aller im NEP geplanten Maßnahmen sowie derer des TYNDP. Dies umfasst in Europa auch die sogenannten long-term Projekte.

Abb. 4-6: Ausbausituation des deutschen Übertragungsnetzes in zukünftigen Szenarien

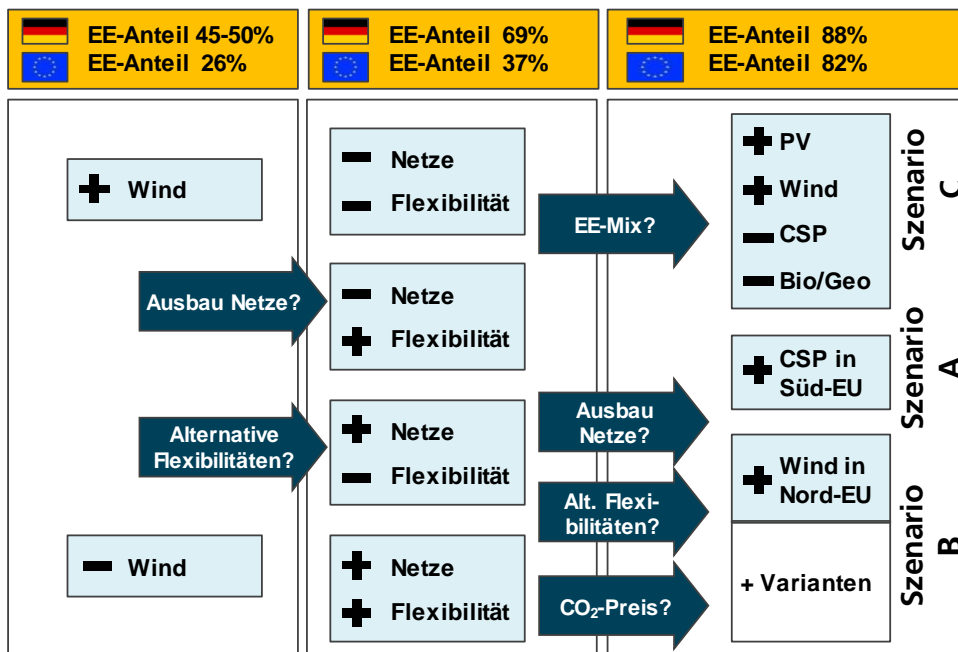


Für die langfristigen Untersuchungen des Speicherbedarfs wird von dem Ausbaustand des TYNDP für das Jahr 2030 ausgegangen und der optimierten Ausbauplanung die Möglichkeit gegeben, die Übertragungsleistungen zu erhöhen (vgl. Kap. 3.3.1)

4.3 Szenarioüberblick

Im Rahmen des Forschungsprojekts wird die Bandbreite des möglichen Speicherbedarfs über die Simulation unterschiedlicher Szenarien erfasst. Zur Abbildung der Einflussgrößen werden für die mittel- und langfristigen Simulationen unterschiedliche Sensitivitätsrechnungen durchgeführt. Hierbei sollen zunächst nicht die Effekte einzelner Maßnahmen auf den Speicherbedarf erfasst werden, stattdessen wird die Gesamtheit verschiedener Maßnahmen dahingehend ausgewählt, ob sie verstärkend oder vermindern auf den Speicherbedarf wirken. Die untersuchten Varianten sind in Abb. 4-7 dargestellt

Für den mittelfristigen Zeitbereich im Bereich des Szenariojahres 2020 wird der Ausbau von Windenergieanlagen in Deutschland als besonders unsicher erachtet, weshalb zwei verschiedene Windszenarien mit unterschiedlich starkem Ausbau insbesondere der Onshore-Windenergie untersucht werden. Für die Untersuchungen ergibt sich damit für die Szenarien ein EE-Anteil von 45-50% in Deutschland und 26% in Europa. Als Unsicherheit in der weiteren Entwicklung (ungefähr Szenariojahr 2030) wird besonders der Netzausbau als sensitive Größe bewertet. Weitere Einflüsse sind die Umsetzung von DSM, von flexibler KWK und flexibleren Kraftwerken. Daher werden verschiedene Kombinationen aus Netzausbau und Flexibilität bei der Ermittlung des Speicherbedarfs unterstellt. Das hierbei untersuchte Erzeugungssystem weist damit einen EE-Anteil von 69% in Deutschland und 37% in Europa auf.



Allgemeine Annahmen

Abb. 4-7: Untersuchte Szenarien und Sensitivitäten

Für die langfristigen Untersuchungen wird zwischen drei unterschiedlichen Ausbaupfaden unterschieden. Während die Szenarien A und B an den Langfristszenarien 2011 bzw. 2010 angelehnt sind, berücksichtigt das Szenario C stärker aktuelle Entwicklungen, wonach eine flexible Stromerzeugung aus EE in geringerem Umfang erschlossen wird.

Szenario A: Basis dieses Szenarios sind die Langfristszenarien 2011 [Nitsch et al. 2012] mit geringfügigen Anpassungen an aktuelle Zubauzahlen und Annahmen der Nationalen Aktionspläne (NREAP) der EU-Länder (vgl. Abb. 4-3). Dieses Szenario wurde übergreifend in den Szenariorechnungen mit 26%, 37% und 82% EE-Anteil in Europa abgebildet. Für den Zeithorizont 2020 wurde dabei aufgrund der Dynamik des Ausbaus der Onshore-Windenergie zudem ein Szenario mit einem höherem Windenergieausbau betrachtet. Für das mittelfristige Szenario mit 37% EE-Anteil wurden in mehreren Sensitivitäten der Einfluss des Netzausbaus und der Erschließung alternativer Flexibilitätsoptionen betrachtet.

Zusätzlich zum Szenario A wurden im Rahmen der 82%-Rechnungen zwei Varianten untersucht, die in Bezug auf die Energiemenge aus erneuerbare Energien mit dem Szenario A vergleichbar sind.

Szenario B: Dieses Szenario beinhaltet eine Reduktion der Stromerzeugung durch flexible Solarthermische Kraftwerke (CSP) auf die Ausbaustufe des 37%-Szenarios und einen verstärkten Ausbau der Windenergie in Nord- und Nordwesteuropa (in Anlehnung an die Langfristszenarien 2010 [Nitsch et al. 2010]). Dieses Szenario bildet des Weiteren die Basis für eine Reihe an Variantenrechnungen, da es hinsichtlich des EE-Mixes ein mittleres Szenario darstellt.

Szenario C: Es erfolgt ein vollständiger Ersatz der Energiemengen aus CSP in den Mittelmeerländern und Nordafrika, sowie Geothermie in Gesamteuropa sowie Ersatz eines Teils der Energiebereitstellung aus Bioenergie durch Photovoltaikanlagen. Aufgrund der Kostenentwicklungen der vergangenen Jahre (auch im Wettbewerb mit Wind und PV) erscheinen diese drei Technologien in der aktuellen Diskussion in ihrem Ausbau ökonomisch beschränkt. Dabei sind CSP und Biogas in den Szenarien A und B mit einer großen Flexibilität abgebildet. CSP erreichen dies durch großzügig

Allgemeine Annahmen

dimensionierte thermische Speicher, während die Biomasse durch Gasspeicher und zusätzliche BHKW-Leistung flexibilisiert ist.

Mittels der in Kapitel 2 vorgestellten Methoden und Verfahren wurde für die in Kapitel 3 skizzierten Szenarien der zukünftige Bedarf an Stromspeichern analysiert. Im Folgenden werden die hierbei ermittelten Untersuchungsergebnisse dargestellt, um daraus die wesentlichen Herausforderungen und Handlungsfelder in Bezug auf den zukünftigen Bedarf an Stromspeichern im elektrischen Stromversorgungssystem zu identifizieren, die für die Erreichung der Ziele der Energiewende adressiert werden müssen. Die Darstellung der Ergebnisse orientiert sich hierbei an der zeitlichen Einordnung der Szenarien.

5.1 Mittelfristiger Speicherbedarf

Folgend wird der Bedarf an Stromspeichern für den mittelfristigen Zeitbereich bei einem EE-Anteil in Europa von 26-37% bzw. in Deutschland 45-69% genauer dargestellt. Dieser Bedarf ergibt sich auf Basis des gesamtwirtschaftlichen Nutzens zusätzlicher Speicherprojekte.

5.1.1 Gesamtwirtschaftliche Speichersimulation

Die Bewertung von zukünftigen Speicherprojekten macht zunächst die Definition eines Referenzsystems notwendig, für das das Energieversorgungssystem simuliert wird. Hierzu ist es erforderlich, den Regelleistungsbedarf des Erzeugungssystems zu dimensionieren. Anschließend wurde ein Kraftwerkseinsatz ohne Ausbau zusätzlicher Speicherkapazitäten zur Lastdeckung und Reservevorhaltung ermittelt. Die resultierenden Erzeugungssituationen in den untersuchten Szenarien sind für Deutschland in Abbildung 5-1 in Form einer Jahresenergiemenge je Erzeugungstechnologie dargestellt.

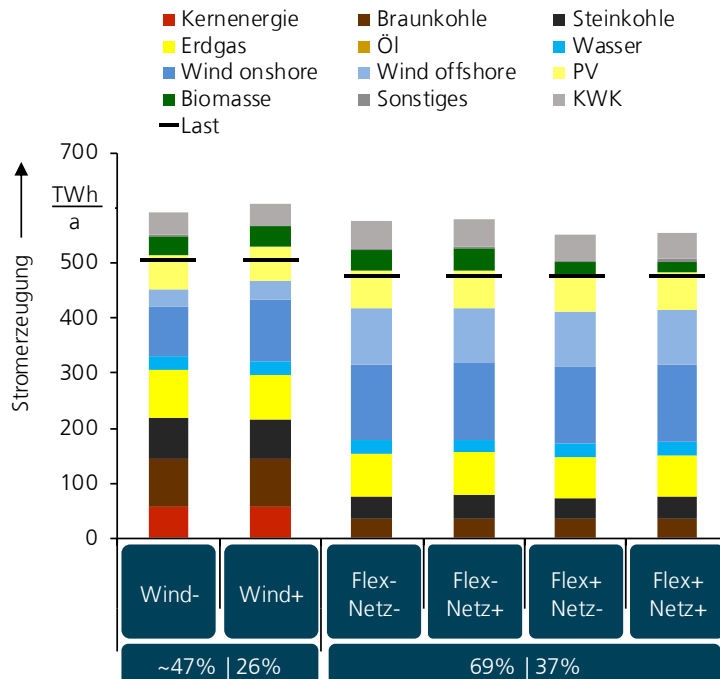


Abb. 5-1: Jahresenergiemenge je Erzeugungstechnologie und Szenario

Erzeugungssituation

Die Szenarien mit mäßigem Ausbau der EE-Anlagen (Anteil² von 45-50% in Deutschland) zeigen leichte Unterschiede in der Erzeugungsstruktur, die aus dem verstärkten Ausbau der Onshore Windenergiekapazitäten im Szenario *Wind+* herrühren. Dem gegenüber steht eine leichte Reduktion der Erzeugung aus Erdgas und Steinkohle. Die zu beobachtende Mehrerzeugung wird in das benachbarte Ausland exportiert. In Europa ergibt sich insgesamt ein Anteil von nur 26% EE.

Mit weitergehendem Ausbau der EE und einem EE-Anteil von 68-70% in Deutschland und 37% in Europa werden die Auswirkungen auf das Energieversorgungssystem deutlicher. Den größten Anteil an EE weisen On- und Offshore Windenergieanlagen auf. Deren vorwiegende geografische Konzentration im Norden Deutschlands führt in vielen Situationen zu einer stark Nord-Süd-gerichteten Transportaufgabe für das Übertragungsnetz. Aufgrund des Kernenergieausstiegs ist die verbleibende Nachfrage auf Basis der Primärenergieträger Braun- und Steinkohle sowie Gas zu decken. Der beschleunigte Netzausbau (insb. höhere Übertragungskapazitäten ins Ausland in *Netz+*) bewirkt auf Grund der niedrigeren Stromerzeugungskosten eine leichte Steigerung der Erzeugung in Deutschland. Zu größeren Veränderungen in der Erzeugungsstruktur führen vor allem die Szenarien mit erhöhter Flexibilität (*Flex+*). Hier wirken sich sowohl Flexibilitäten auf Nachfrageseite durch einen vorrangigen Einsatz des DSM, als auch auf Erzeugungsseite durch generell höhere Flexibilität der Kraftwerke und flexiblere Systeme der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) aus. Dies wird jedoch flankiert von einem geringeren Einsatz bereits bewährter flexibler Kraftwerkstechnologien, wie z. B. Pumpspeicher- und Gaskraftwerke. Für diese Szenarien ist daher ebenfalls ein geringerer Bedarf an Speicherkraftwerken im Strommarkt zu vermuten.

Engpassituation im Übertragungsnetz

Kritische Voraussetzung für die Integration der zusätzlichen Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energien ist die Einhaltung der erforderlichen Netzsicherheit. Um die resultierende Übertragungsaufgabe zu überprüfen, ist die Simulation des Übertragungsnetzbetriebs erforderlich. Daher wurden für die jeweiligen Referenzszenarien umfassende Netzbetriebssimulationen (vgl. Kapitel 2) durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen, dass die angenommene Netzinfrastruktur unter Berücksichtigung der Netzausbauprojekte nach den Netzentwicklungsplänen grundsätzlich der geänderten Netznutzungssituation in zukünftigen Erzeugungsszenarien gewachsen ist und es lediglich in einer geringen Anzahl von Fällen zu einer Verletzung der Netzsicherheit kommt. Für Deutschland wird beim einem EE-Anteil von 45%-50% bereits deutlich, dass durch den Ausbau der Nord-Süd-Verbindungen mittels drei HGÜ-Leitungen nur geringe Eingriffe in die am Strommarkt ermittelte Erzeugung, der sogenannte Redispatch, erforderlich sind, weshalb nur ein geringer Redispatchaufwand in Höhe von knapp 60 Mio. €/a simuliert wird. Besonders in Einzelsituationen muss dabei auf lokal begrenzte Engpasssituationen mit Redispatchmaßnahmen reagiert werden. Grundsätzlich gilt es in diesem Szenario daher keine systematischen, sondern zumeist lokale Engpässe im Übertragungsnetz zu beheben. Ein rein netzbedingter Ausbau von Speichern erscheint demnach bei 45-50%

² EE-Anteil im Folgenden bezogen auf Anteil der Erzeugung aus Wind, PV und Biomasse an der Bruttostromnachfrage bei gleichem Verhältnis von Brutto- zu Nettostromnachfrage wie 2011/2012.

EE-Anteil in Deutschland nicht sinnvoll unter der Voraussetzung, dass die geplanten HGÜ-Leitungen umgesetzt werden, da der Speichereinsatz auf wenige Stunden im Jahr beschränkt wäre und keine eindeutige Allokation aus Netzsicht möglich ist.

 Ermittelter Bedarf für
 Stromspeicher

Der Rückbau des Kraftwerksparks sowie der Ausbau der Windenergieanlagen bis zu einem nationalen EE-Anteil von 69% verändert die Netznutzungssituation in den folgenden Jahren zunehmend. Die Auswertung der Simulationsergebnisse des Netzbetriebs für diesen Zeitbereich zeigt, dass dadurch das grundsätzliche Niveau der notwendigen Maßnahmen und Kosten ansteigt. Weiter lässt sich anhand des Vergleichs der Szenarien (s. Abb. 5-2) erkennen, dass sich vorrangig der bis 2030 geplante Netzausbau positiv auf die Redispatchkosten und die notwendige Redispatchmenge auswirkt.

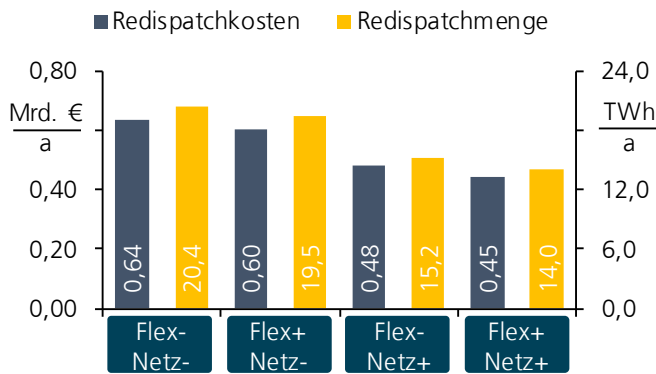


Abb. 5-2: Redispatchkosten und -menge bei 67% EE-Anteil in Deutschland und 37% in Europa

So sinken die Kosten im Netzbetrieb für das Szenario mit beschleunigtem Netzausbau und höherer Flexibilität (*Flex+ Netz+*) um ca. 30%. Die Engpasssituation bei verzögertem Netzausbau (*Netz-*) konzentriert sich dagegen vor allem auf die Netzanschlusspunkte der Windenergieanlagen im deutschen Küstenbereich. Weitere Engpässe treten hierbei zudem entlang der Nord-Süd-Trassen auf.

Zusätzliche Speicher im Energieversorgungssystem

Ausgehend von den Referenzsystemen wurden im nächsten Schritt zusätzliche Speicherkapazitäten in das deutsche Erzeugungssystem aufgenommen. Der modellierte Zubau erfolgte technologieabhängig mittels typischer Projekte für ein Pumpspeicherkraftwerk (PSKW) mit 300 MW und eine PtG-Anlage mit 1,2 GW. Mithilfe einer erneuten Marktsimulation wurden die Einsätze des Stromerzeugungssystems für die Szenarien unter Berücksichtigung der zusätzlichen Speicherprojekte ermittelt. Die Ergebnisse zeigen, dass durch die Speicher in allen Szenarien leichte Einsparungen in den Erzeugungskosten erreicht werden können. Für die beiden kurzfristigeren Szenarien mit geringerem EE-Anteil liegen die Einsparungen durch ein zusätzliches PSKW in einer vernachlässigbaren Größenordnung von unter 1 Mio. €/GW/a.

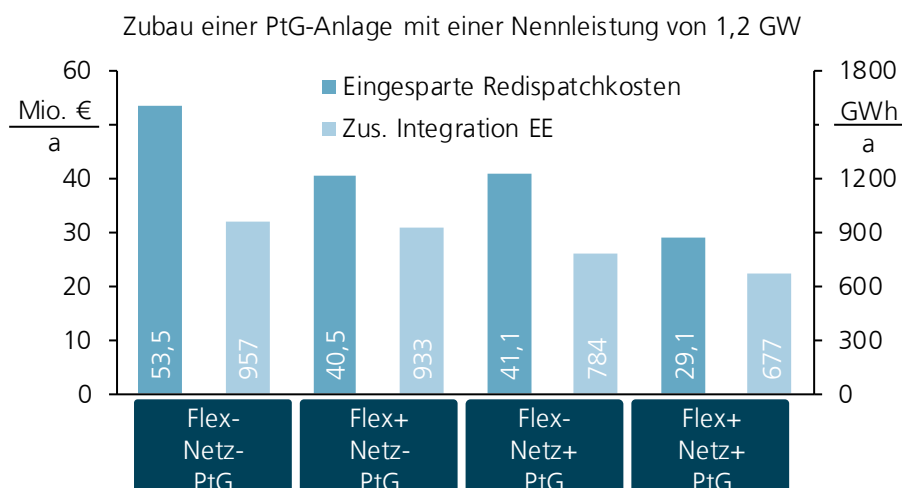
Für die Szenarien mit einem EE-Anteil von 37% in Europa wurde jeweils die Auswirkung für ein PSKW und eine PtG-Anlage untersucht. Zum einen zeigt sich, dass die Einsparungen der zusätzlichen PtG-Anlagen aufgrund des niedrigen Wirkungsgrades sehr gering sind. Die PSKW können zwar in allen Szenarien Einsparungen – bestenfalls sogar bis zu 4 Mio. €/GW/a – erreichen, diese sind damit jedoch im Verhältnis zu den Systemgesamtkosten immer noch sehr gering. Zum anderen wird deutlich, dass insbesondere in den Szenarien mit höherer Flexibilität (*Flex+*) die möglichen Einsparungen bei zusätzlichen Speicherkapazitäten noch geringer ausfallen, da der Bedarf an zusätzlichen Flexibilitäten sehr begrenzt ist.

Zusammenfassend deuten die Ergebnisse darauf hin, dass durch den Zubau von Speichern im europäischen Erzeugungssystem lediglich geringe Einsparungen der Erzeugungskosten im Strommarkt erreicht werden können. Daher wird nachfolgend die Frage betrachtet, ob diese Speicher zusätzliche Einsparungen im Netzbetrieb erreichen können.

Die Integration von Speichern in den Netzbetrieb kann hier durch eine der Übertragungsaufgabe entgegen gerichtete Fahrweise netzentlastend wirken. Um dies zu erreichen, ist entweder eine zeitliche oder eine räumliche Entkopplung der Einspeisung notwendig. Pumpspeicher können hierbei lediglich eine zeitliche Entkopplung im Bereich weniger Stunden erreichen und sind zudem meist im Süden, d. h. hinter den im Netzbetrieb vorliegenden Engpässen, gelegen. Weiterhin zeigt sich im Netzbetrieb, dass die größten Potenziale für Speicher an Standorten gegeben sind, an denen in relativ vielen Stunden die Einspeisung aus EE abgeregelt wird. Aus diesen Gründen erscheint ein Zubau von PtG-Anlagen sinnvoll, da sowohl eine zeitliche als auch eine räumliche Entkopplung durch eine Einbeziehung des Gasnetzes möglich ist [Drees et al. 2012]. Im Folgenden werden daher die Auswirkungen von PtG-Anlagen im Netzbetrieb untersucht.

Die Ergebnisse zeigen, dass diese zusätzlichen Anlagen netzentlastend wirken und zu Kosteneinsparungen im Netzbetrieb führen. Anhand der Simulationsergebnisse (Abb. 5-3) ist ersichtlich, dass das Potenzial für zusätzliche Speicher im Netzbetrieb aber auch durch die Umsetzung alternativer Flexibilitätsoptionen beeinflusst wird.

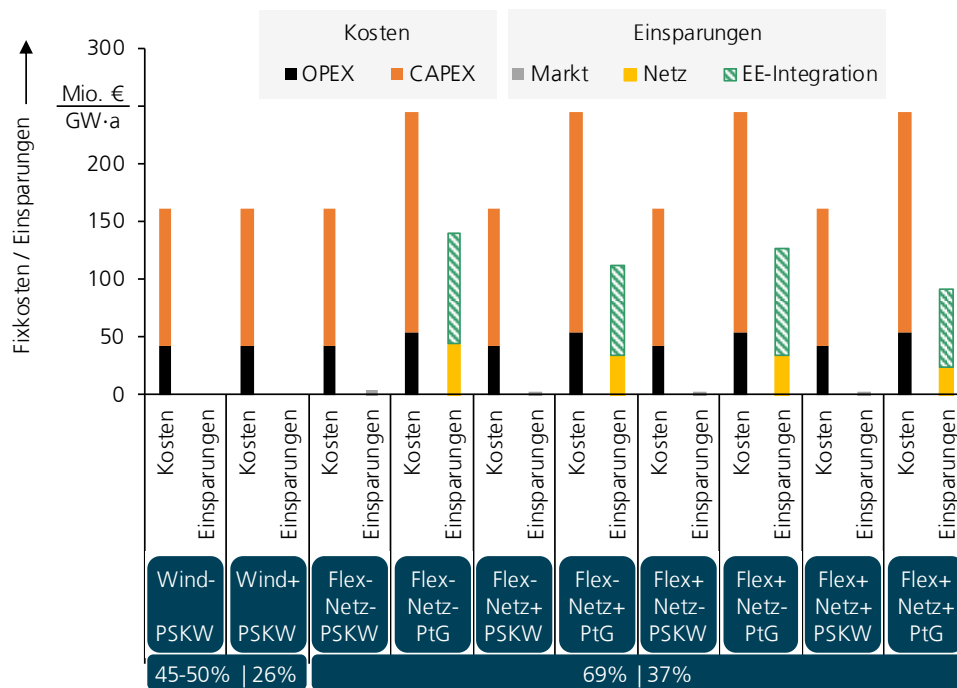
Abb. 5-3: Veränderung der Redispatchkosten und zusätzlich integrierte EE im Netzbetrieb bei 69% EE-Anteil in DE und 37% in Europa



Somit können geringere Einsparungen durch zusätzliche PtG-Anlagen im Szenario mit beschleunigtem Netzausbau und viel Flexibilität (*Flex+ Netz+*) erreicht werden, als beispielsweise bei verzögertem Netzausbau (*Netz-*). Weiterhin zeigt sich, dass in allen Szenarien mit höherem EE-Anteil durch die PtG-Anlagen weniger Einspeisungen aus EE abgeregelt werden, also mehr EE in das Stromversorgungssystem integriert werden können. Hierdurch kann der zusätzlich notwendige Ausbau von EE – im Vergleich zum Referenzsystem – verringert werden, der zur Erreichung der geplanten EE-Anteile notwendig ist.

Kosten-Nutzen-Bilanzierung zusätzlicher Speicher

Um zu bewerten, welche zusätzlichen Speicherkapazitäten für die untersuchten Szenarien gesamtwirtschaftlich sinnvoll erscheinen, werden die erreichten Einsparungen den notwendigen Investitions- und Betriebskosten gegenübergestellt (Abb. 5-4).



 Ermittelter Bedarf für
 Stromspeicher

Abb. 5-4:
Wirtschaftlichkeitsberechnung
verschiedener Speicher-
technologien

Hierbei wird neben den Einsparungen im Strommarkt und im Netzbetrieb ebenfalls berücksichtigt, dass mehr Einspeisungen aus EE integriert werden konnten. Die dadurch zur Erfüllung der angestrebten EE-Quote eingesparten Investitionskosten von EE-Anlagen werden den Speichern als Kostensenkung für das Stromversorgungssystem zugerechnet.

Der abschließende Vergleich der Einsparungen mit den notwendigen zusätzlichen Kosten zeigt, dass keine der untersuchten Speichervarianten als gesamtwirtschaftlich vorteilhaft zu beschreiben ist. Dies begründet sich durch die geringen Einsparungen am Strommarkt (insb. bei geringen EE-Anteilen von 26% in Europa); der notwendige Flexibilitätsbedarfs im europäischen Erzeugungssystem ist bereits durch den vorrangigen Einsatz der DSM sowie flexible KWK gedeckt. Auf der anderen Seite zeigt sich, dass die Netzinfrastruktur bei den unterstellten Ausbauprojekten den Anforderungen in großen Teilen gewachsen zu sein scheint und Speicher lediglich im Bereich der räumlichen Entkopplung Vorteile bringen können. Jedoch kann selbst bei höheren EE-Anteilen von 37% in Europa hierdurch für die Stromspeicher kein Nutzen erreicht werden, der die Kosten überwiegt.

Weiterhin ist bei dem Nutzen zusätzlicher Speicher im Netzbetrieb zu berücksichtigen, dass es sich lediglich um lokale Einsatzmöglichkeiten aufgrund temporärer Engpässe handelt, welche nach der Inbetriebnahme bereits geplanter Netzverstärkungsmaßnahmen obsolet werden.

5.1.2 Betriebswirtschaftliche Speichersimulation

Für die in Kapitel 3 beschriebenen Szenarien wurden anschließend ebenfalls mithilfe der beschriebenen Methodik (vgl. Kapitel 2) Preise für die Märkte für Fahrplanenergie und Regelreserve bestimmt. Anschließend wurden die Handelsentscheidungen für ein typisches Speicherprojekt an diesen Märkten optimiert.

Die hierbei bestimmten Erlöse werden im Folgenden mit den für die Speicher notwendigen Investitions- (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) verglichen. Die entsprechenden Ergebnisse für alle simulierten Szenarien sind in Abb. 5-5 dargestellt. Bei den unterstellten Kostendegressionen weist der Druckluftspeicher im mittelfristigen

Zeitbereich die geringsten Investitions- und Betriebskosten auf. Für Pumpspeicherkraftwerke werden etwas höhere Kosten unterstellt, jedoch ist für diese zusätzlich zur Vermarktung von Minutenreserve auch die Vorhaltung von Sekundärregelreserve technisch möglich. Für Batterien wird langfristig eine starke Kostendegression angenommen und unterstellt, dass diese Anlagen zudem auch Primärregelleistung vorhalten können.

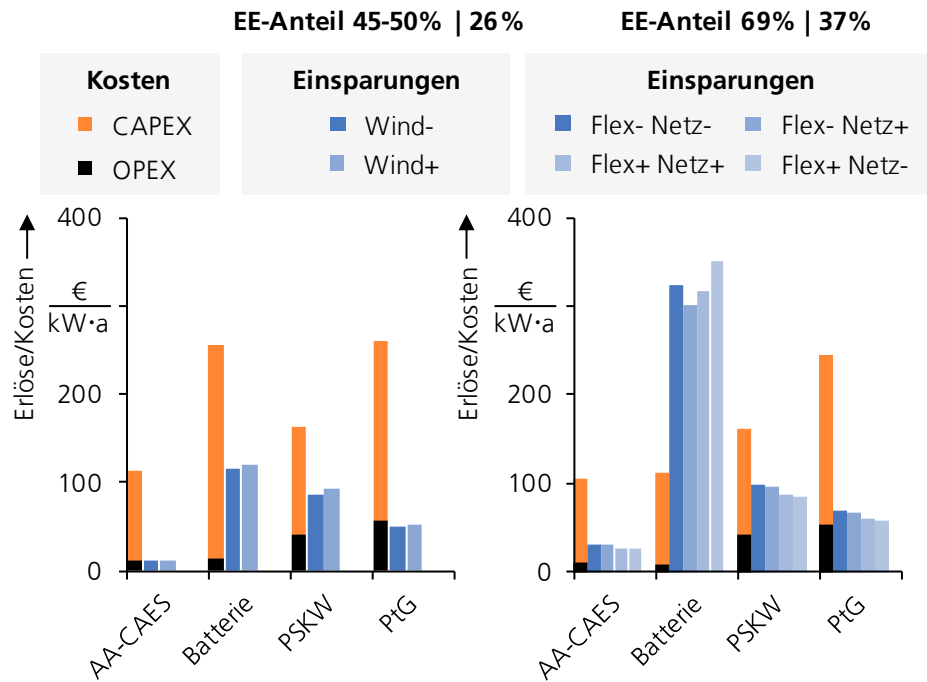


Abb. 5-5:
Wirtschaftlichkeitsberechnung
verschiedener Speicher-
technologien

Auf Grundlage der simulierten Erlöse und der dargestellten Kosten, ist in den 26%-Szenarien keine der untersuchten Speichertechnologien in der Lage ihre annuitätischen Kosten zu decken. Dies entspricht damit grundsätzlich den Erwartungen auf Basis der gesamtwirtschaftlichen Speichersimulationen, da sich ohne den konkreten systemischen Bedarf für Speichertechnologien an den Märkten keine Preise bilden werden, über die diese Speicher die notwendigen Erlöse erreichen können.

Im Gegensatz zu den anderen untersuchten Technologien wird unterstellt, dass die Batterie in der Lage ist, aus dem Stillstand Primärregelreserve vorzuhalten. Aufgrund stark steigender Preise an diesem Markt für die 37%-Szenarien kann die Batterie am Primärregelreservemarkt Erlöse erzielen, die ihre Fixkosten übersteigen. Dies lässt darauf schließen, dass dieser Markt durchaus Potenzial für Batteriespeicher bietet.

Aufgrund des geringen Marktvolumens von aktuell ca. 600 MW in Deutschland ist hier jedoch bereits aufgrund des geringen Marktvolumens bei geringem Speicherzubaue mit einer Rückwirkung auf die Primärregelleistungspreise zu rechnen, was die Wirtschaftlichkeit der Speicher gefährden könnte. Weiterhin unterliegt der Markt einer großen Unsicherheit durch mögliche neue Teilnehmer sowie die zunehmende europäische Harmonisierung und überregionale Kopplung der Regelreservemärkte.

5.2 Langfristiger Speicherbedarf

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Analysen zum langfristigen Speicherbedarf bei einem EE-Anteil in Europa von 82% bzw. 88% in Deutschland vorgestellt. Zunächst

wurde im Rahmen einer europäischen Ausbau- und Kraftwerkseinsatzplanung der Speicherbedarf ermittelt und anhand einer Detailbetrachtung für Deutschland der Einfluss von Kraftwerksrestriktionen, Regelleistungsbereitstellung und Prognosefehler untersucht. Alle Ergebnisse beziehen sich auf den Bedarf an Speichern im Strommarkt.

 Ermittelter Bedarf für
 Stromspeicher

5.2.1 Ergebnisse der europaweiten Zubauoptimierung

Die Ergebnisse der europaweiten Zubauoptimierung zeigen, dass die durch den Ausbau der fluktuierenden EE erforderlichen Flexibilitäten in den unterschiedlichen Szenarien und Sensitivitätsrechnungen durch Zubau unterschiedlicher Technologien zu einer kostenminimalen Lösung führen (Abb. 5-6). Durch die flexible Einbindung der zusätzlichen Verbraucher (DSM) in das System wird für das Szenario B (mehr Wind weniger CSP) bereits ein großer Teil der benötigten Flexibilität bereitgestellt, so dass ausschließlich ein Zubau von Gasturbinen sowie ein geringfügiger Ausbau der Kuppelleistungen erfolgen. Erst wenn die neuen Verbraucher nicht oder nur zu 50% flexibel eingebunden werden, zeigt sich ein relevanter Bedarf für Kurzzeitspeicher, überwiegend von 2 bis 4 Stundenspeichern in einer Größenordnung von 13,4 GW, respektive 8,5 GW bei 50% DSM.

Anders stellt sich die Situation im Szenario C mit erhöhtem PV- und reduziertem flexiblen Biomasseanteil und keinen vorhanden CSP sowie reduzierte Grundlast aus Geothermie und Biomasse dar. Bei diesem Szenario, wurden trotz einer flexiblen Einbindung der zusätzlichen Verbraucher (DSM) 5,5 GW Kurzzeitspeicherbedarf identifiziert, der sich bei einer starren Einbindung der neuen Verbraucher auf 19,2 GW erhöht.

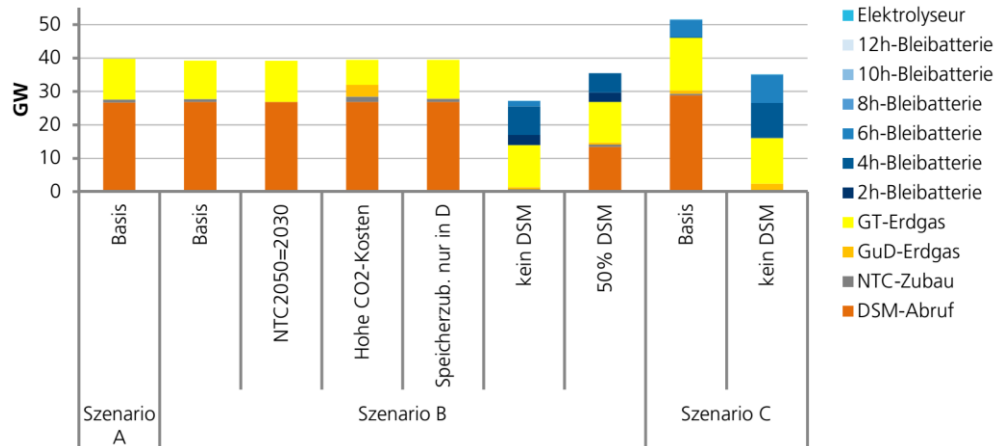


Abb. 5-6:
Maximal abgerufene Leistungen des DSM bzw. mithilfe der europäischen Ausbauplanung ermittelte kostenoptimale Leistungen der verschiedenen Flexibilitätsoptionen in Deutschland

Des Weiteren ist festzustellen, dass der Netzausbau einen geringen Einfluss auf die Ergebnisse hat. Der Ausbau der Interkonnectorenleistung entsprechend des Ten Year Network Development Plans bis 2030 ist für die betrachteten Effizienzszenerien bereits weitgehend ausreichend, um europaweit EE-Anteile von ca. 82% umzusetzen. Im Szenario B erfolgt lediglich zwischen den Benelux-Ländern und Großbritannien ein signifikanter Zubau von Kuppelkapazitäten. Entsprechend sind die Auswirkungen eines Einfrierens der NTC-Werte des europäischen Übertragungsnetzes von 2030 sehr gering.

In den Szenarien A und B wird europaweit ein sehr geringer Zubau von Kurzzeitspeichern durch die Zubauoptimierung ermittelt. In dem Szenario A beträgt der europaweite Zubau von Stromspeichern lediglich 3,4 GW während im Szenario B dieser Wert bei 7,8 GW liegt (Abb. 5-7, oben, linke Balken). Auch die Sensitivitäten des Szenario B bei gleichbleibenden Übertragungsnetz und hohe CO₂-Zertifikatekosten von 130 €/t führten nur zu einem Zubau von Kurzzeitspeichern von maximal 9 GW. Dies ändert sich jedoch massiv in den Szenarien, in denen die zusätzlichen Verbraucher E-KFZ, Klimatisierung und el. Wärmepumpen zu großen Teilen unflexibel in das System

integriert werden. Im Szenario B steigt der Speicherbedarf europaweit auf 59,7 GW, bei einer Erschließung der DSM-Potenziale zu 50% auf 40 GW. Abb. 5-7 (oben) zeigt den in der Ausbauplanung ermittelten Bedarf an Speichern im Szenario B mit und ohne Berücksichtigung von DSM-Maßnahmen.

Der europaweite Speicherbedarf fällt in dem Szenario C (mehr PV, weniger Biomasse, kein CSP, keine Geothermie) trotz umfassender DSM-Erschließung mit 66,3 GW ebenfalls sehr hoch aus und steigt auf über 130 GW im Szenario C bei unflexibler Einbindung der neuen Verbraucher (Abb. 5-7, unten).

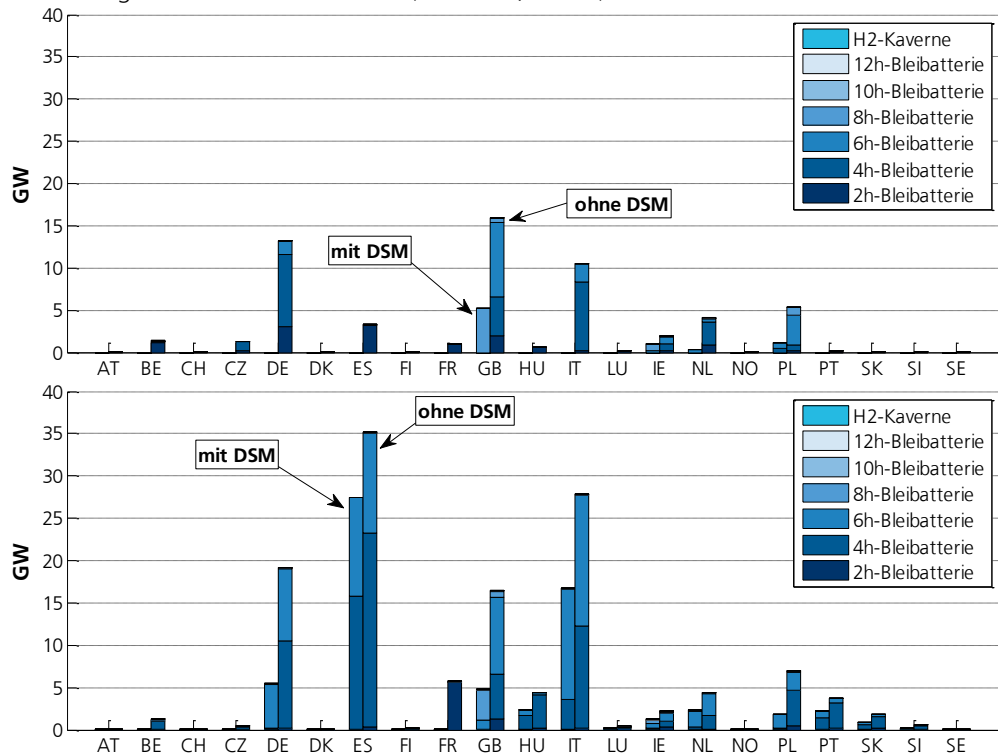


Abb. 5-7: Ermittelter Speicherzubau in Europa im Szenario B (oben) und Szenario C (unten) mit und ohne DSM differenziert nach Speicherdauer

Die enorme Spannweite der Ergebnisse zeigt, wie sehr der Speicherbedarf von den verschiedenen Einflussgrößen abhängt. Besonders großen Einfluss hat die flexible Einbindung der neuen Verbraucher in das System (DSM). Weiterhin wird der Speicherbedarf maßgeblich von dem Erzeugungsmix bestimmt. Hohe Anteile dargebotsabhängiger Erzeuger bei gleichzeitig geringer Erschließung von flexiblen Biogas oder CSP-Anlagen mit integrierten Gas- oder Wärmespeichern (Szenario C) resultieren in einem erheblichen Kurzzeitspeicherbedarf. Dabei ist aber auch festzustellen, dass im Vergleich zwischen Szenario C und B eine zusätzliche Stromerzeugung von 408 TWh PV-Strom in Europa einen relativ geringen zusätzlichen Speicherbedarf von 58 GW verursacht. Je nach unterstellter PV-Kostenentwicklung entspricht dies indirekt einer Erhöhung der langfristigen Stromgestehungskosten für PV von 10-15%. Damit da jedoch Biogas-, Geothermie- und CSP-Anlagen zwar eine hohe Flexibilität oder Grundlastfähigkeit aber deutlich höhere Stromgestehungskosten als PV aufweisen, überwiegen diese Kosteneinsparungen die erhöhten Speicherkosten im Szenario C.

Die in der europäischen Rechnung ermittelten abgeregelten Energiemengen aus erneuerbaren Quellen betragen in Deutschland in allen Szenarien zwischen 1,0 und 6,1 TWh und entsprechen damit <1,3% des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms. Insbesondere in europäischen Ländern, die am Rand des Verbundnetzes liegen, kommt es verstärkt zu Abregelungen von EE-Strom. Dies zeigt sich besonders deutlich im PV-

dominierten Szenario C in den Ländern Italien und Spanien sowie im winddominierten Szenario B für Großbritannien und Irland.

 Ermittelter Bedarf für
 Stromspeicher

5.2.2 Ergebnisse der Detailrechnung für Deutschland mit iterativem Speicherzubau

Bei der nachgelagerten detaillierten Kraftwerkseinsatzplanung für Deutschland wurde untersucht, wie sich Prognosefehler und Regelleistungsbedarf sowie die detaillierte Berücksichtigung der Restriktionen des Kraftwerksparks auf den Bedarf an Stromspeichern für ein kostenoptimiertes System auswirken. Für die aus der europäischen Rechnung ermittelten Import-/Export-Lastflüsse wurden im Rahmen einer nationalen Rechnung iterativ zusätzliche Speicher zugebaut, die effektiv vermiedene Gasturbinenleistung angerechnet und die Kosten und Einsparungen (Brennstoffkosten, annuitätische Speicherkosten, annuitätische Kraftwerkskosten) bilanziert. Die Detailbetrachtungen für Deutschland ergeben einen zusätzlichen Kurzzeitspeicherbedarf. Hierbei wird deutlich, wie wichtig eine realistische Abbildung der Regelleistungsprodukte (dynamischer Bedarf, Vorhaltung und Abruf) und Prognosefehler in der Simulation ist, um den Einfluss des Ausbaus fluktuierender EE auf den Speicherbedarf bewerten zu könnten.

In Abbildung 5-8 für das Szenario B (mehr Wind weniger CSP) wird deutlich, dass insbesondere im Markt für Primärregelleistung Batteriespeicher mit einem niedrigen Verhältnis aus Kapazität und Leistung und einer hohen Zyklenfestigkeit eine höchst effiziente und wirtschaftliche Technologie darstellen. Da in der vorhergehenden europäischen Simulation noch keine Batteriespeicher vorhanden waren, ergeben sich schon bei geringen Speicherkapazitäten große Einsparungen in fossilen Brennstoffen (grüner Balken). Dieser Markt ist jedoch auf eine zusätzliche Speicherleistung von ca. 500 MW begrenzt, da der Bedarf an 600 MW negativer und 600 MW positiver PRL durch die Ein- und Ausspeicherleistung der gleichen Batterien bereit gestellt werden kann. Durch die ersten 500 MW Batteriespeicher ergibt sich die höchste Einsparung, da konventionelle Must-run-Kraftwerke ersetzt werden können. Für die weiteren zugebauten Speicher verläuft die Kostendifferenz sehr flach. Als Minimum stellt sich ein ökonomisches Ausbaupotenzial von 2 GW ein.

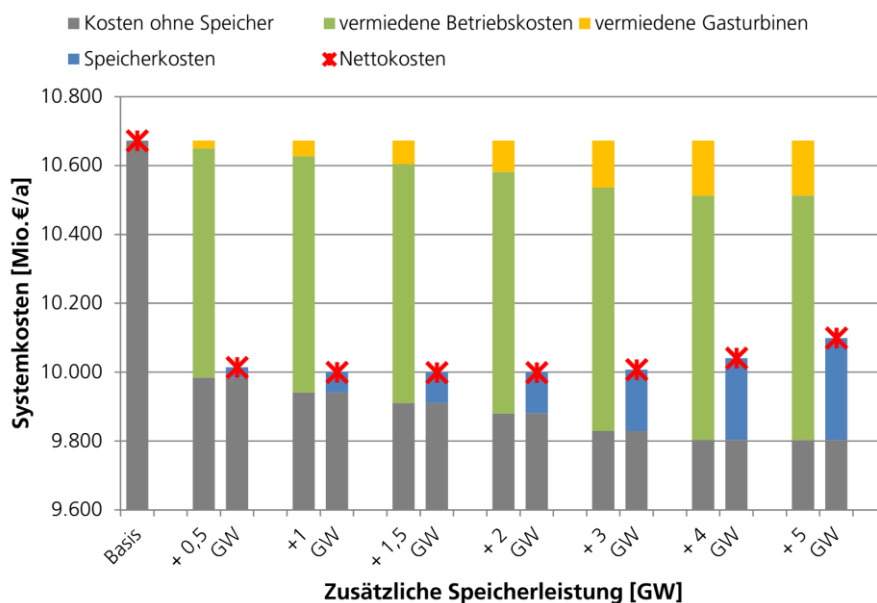


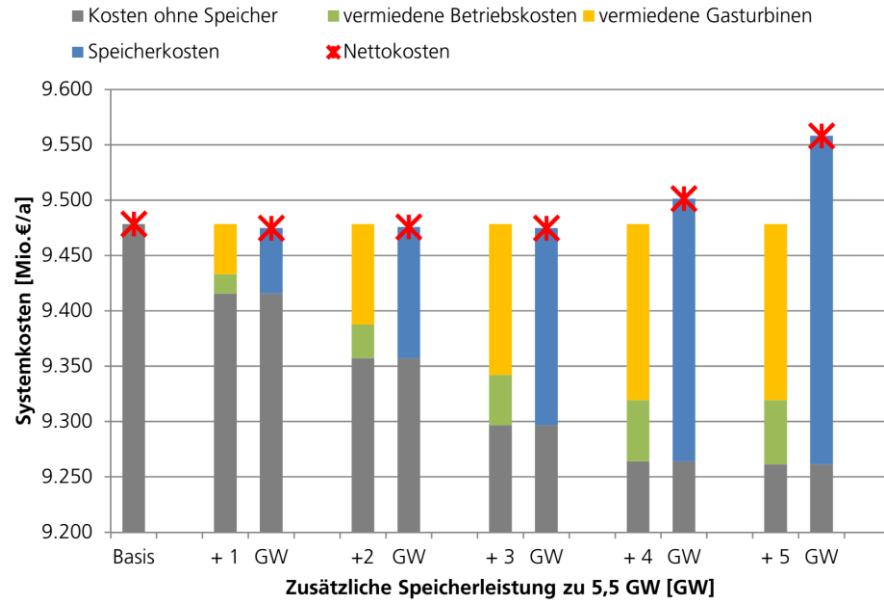
Abb. 5-8: Einfluss iterativ zugebauter Speicherleistung auf die Systemkosten der Stromerzeugung in Deutschland als Ergebnis der detaillierten nationalen Einsatzplanung im winddominierten Basis-Szenario B

Im Szenario C (mehr PV, weniger Biomasse keine CSP und Geothermie) fällt der Effekt einer Berücksichtigung von Regelleistungsvorhaltung und –abruf sowie des Prognosefehlers mit zusätzlichen 3 GW Batteriespeicher höher aus (Abbildung 5-9). Da

Ermittelter Bedarf für
Stromspeicher

in der vorhergehenden europäischen Simulation bereits ein Zubau von 5,5 GW Batteriespeicher als Ausgangsbasis berücksichtigt wurde, fällt das Einsparpotenzial zusätzlicher Speicher gering aus. Es ergibt sich also ökonomisches Gesamt-Ausbaupotenzial von 8,5 GW.

Abb. 5-9: Einfluss iterativ zugebauter Speicherleistung auf die Systemkosten der Stromerzeugung in Deutschland als Ergebnis der detaillierten nationalen Einsatzplanung im PV-dominierten Szenario C



Die Bedarfsanalyse und technisch-ökonomischen Bewertungen wurden durch eine Untersuchung der rechtlichen Bedingungen für die Errichtung und den Betrieb von Stromspeichern begleitet. Dabei hat sich gezeigt, dass der bestehende Rechtsrahmen bislang eher punktueller Natur ist. Angesichts der bestehenden Unsicherheiten hinsichtlich des künftigen Rahmens der Elektrizitätsversorgung im Allgemeinen und hinsichtlich des Speicherbedarfs im Speziellen ist es jedoch nachvollziehbar, dass bislang kein gesetzgeberisches Gesamtkonzept vorliegt. Dementsprechend wurden Handlungsempfehlungen erarbeitet, um den bestehenden Rechtsrahmen für Stromspeicher konsistent weiterzuentwickeln.

Bei der juristischen Analyse wurde sowohl die speicherspezifische Literatur als auch die in diesem Bereich ergangene Rechtsprechung ausgewertet. Um auch die in der Praxis bestehenden Probleme berücksichtigen zu können, wurde eine Experten- und Betreiberbefragung durchgeführt und im Rahmen der juristischen Begutachtung berücksichtigt.

6.1 Genehmigungrechtliche Anforderungen an Stromspeicher

Bei den genehmigungsrechtlichen Anforderungen ist zwischen den einzelnen Speichertechnologien zu unterscheiden: diabate und adiabate Druckluftspeicherkraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke, die einzelnen Komponenten von Power-to-Gas-Anlagen oder Batteriespeicher. Jede dieser Technologien unterliegt eigenen genehmigungsrechtlichen Vorgaben in verschiedenen Gesetzen, sei es Bergrecht, Wasserrecht, Immissionsschutzrecht, Naturschutzrecht oder Baurecht.

Während bei Power-to-Gas-Anlagen regelmäßig immissionsschutzrechtliche Genehmigungen nach § 4 Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) für den Elektrolyseur und die Methanisierungsanlage erforderlich sind und bei dieser neuen Technologie vor allem die Abgrenzung zwischen Anlagen im Labor- und Technikumsmaßstab nach § 1 Abs. 6 der Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen (4. BImSchV) und Versuchsanlagen nach § 2 Abs. 3 Satz 1 der 4. BImSchV unterschiedlich gehandhabt wird, sind für Batteriespeicher unter Umständen allenfalls Baugenehmigungen notwendig. Die Rechtslage bei Druckluft- und Pumpspeicherkraftwerken gestaltet sich demgegenüber weitaus komplexer. Für diese Anlagen finden sich im geltenden Recht keine einheitlichen Zulassungstatbestände, vielmehr unterliegen häufig die einzelnen Anlagenbestandteile jeweils einer eigenen Genehmigungsbedürftigkeit, weshalb für diese Anlagen zum Teil eine Vielzahl von Genehmigungen erforderlich ist.

Beim Bau von Druckluftspeicherkraftwerken ist zwischen der Errichtung der zur Speicherung der Pressluft notwendigen Kaverne und der Errichtung des Druckluftspeicherkraftwerks zu differenzieren. Für den ersten Schritt werden häufig zum Beispiel Salzkavernen ausgesolt. Dabei bedarf bereits das Aufsuchen eines geeigneten Salzstocks und das Gewinnen des Salzes einer bergrechtlichen Erlaubnis bzw. Bewilligung nach § 6 Bundesberggesetz (BBergG) sowie einer Betriebsplanzulassung nach § 51 BBergG. Letztere ist etwa auch für die hierfür notwendigen Rohrleitungsanlagen für Wasser-/ Soletransport notwendig. Soweit zur Aussolung benötigtes Wasser einem Fluss oder See entnommen wird, ist eine wasserrechtliche Erlaubnis oder Bewilligung nach § 9 Abs. 1 Wasserhaushaltsgesetz (WHG) notwendig. Ebenso bedarf das Einleiten der Sole in ein Gewässer einer

wasserrechtlichen Zulassungsentscheidung nach § 9 Abs. 1 WHG. Weil Sole erheblichen Einfluss auf den Zustand eines Gewässers haben kann, sind insofern die hohen wasserrechtlichen Anforderungen an einen guten ökologischen oder chemischen Zustand zu beachten, die das europäisch geprägte Wasserrecht an die Zulassung von Vorhaben stellt. Darüber hinaus ist auch die Errichtung des eigentlichen Druckluftspeicherkraftwerks betriebsplanbedürftig. Teilweise sind daneben für einzelne Anlagenbestandteile, wie etwa das Kraftwerksgebäude oder der bei adiabaten Druckluftspeichern notwendige Wärmespeicher, Baugenehmigungen erforderlich. Materiell-rechtlich sind insbesondere die Vorschriften des Bundesberggesetzes zu beachten, wobei in diesem Zusammenhang inzident auch Vorschriften aus anderen Rechtsbereichen – insbesondere dem Wasserrecht – eine Rolle spielen können. Dabei ist vor allem der Schutz der Oberfläche im Interesse der persönlichen Sicherheit und des öffentlichen Verkehrs zu bewerkstelligen, sodass etwa Vorsorgemaßnahmen gegen Bodenabsenkungen getroffen werden müssen. Schwierigkeiten in der Rechtsanwendung bereiten daneben unbestimmte Rechtsbegriffe wie das Entgegenstehen überwiegend öffentlicher Interessen in § 48 Abs. 2 BBergG, die einer Genehmigung entgegenstehen können.

Ähnliche Probleme stellen sich auch bei der Errichtung von Pumpspeicherkraftwerken [Reuter 2013]. Pumpspeicherkraftwerke sind dabei aufgrund ihrer großtechnischen Dimension und den hierfür erforderlichen geologischen Besonderheiten meist mit einem erheblichen Eingriff in Natur und Landschaft verbunden und greifen zudem in den Wasserhaushalt ein, der einem besonders strengen Schutzregime unterliegt. Da es auch hier keinen einheitlichen Zulassungstatbestand für das komplette Vorhaben gibt, sind auch bei Pumpspeicherkraftwerken die einzelnen Anlagenkomponenten jeweils eigenständig zulassungsbedürftig. Planfeststellungen sind in der Regel für die Errichtung des Ober- und Unterbeckens notwendig. Dabei handelt es sich in rechtlicher Hinsicht um zwei getrennt zu behandelnde Zulassungsentscheidungen. Sowohl das Unterbecken als auch das Oberbecken sind für sich genommen planfeststellungsbedürftig. Eine Konzentration über § 75 Abs. 1 Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG) mit der Folge, dass nur ein Planfeststellungsbeschluss notwendig wäre, erfolgt nicht. Lediglich die Zuständigkeit der Behörden und das Verfahren können im Einzelfall über § 78 Abs. 1 VwVfG verbunden werden. Dabei ist unter anderem die Abgrenzung zwischen dem Bau eines künstlichen Wasserspeichers nach § 20 Abs. 1 Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) und eines Gewässers im wasserwirtschaftlichen Sinne gem. § 68 Abs. 1 WHG fraglich. Entscheidend ist, ob das Gewässer in den natürlichen Wasserkreislauf eingebunden ist [BVerwG 2005]. Da beim Betrieb des Pumpspeicherkraftwerks etliche Benutzungstatbestände i.S.d. § 9 WHG erfüllt werden können, kommen insofern weitere wasserrechtliche Zulassungsentscheidungen in Betracht. Einer Erlaubnis bzw. Bewilligung nach § 8 Abs. 1 WHG bedürfen etwa die Entnahme des Wassers aus dem Unterbecken, das Einleiten in das Oberbecken im Pumpbetrieb oder auch das Ableiten aus dem Oberbecken und Wiedereinleiten in das Unterbecken im Generatorbetrieb, soweit die Gewässereigenschaft jeweils anerkannt wird. Diese Zulassungsentscheidungen werden nicht von der Konzentrationswirkung des wasserrechtlichen Planfeststellungsbeschlusses erfasst. Darüber hinaus können aber noch weitere Zulassungsentscheidungen notwendig werden. In Betracht kommen insbesondere wasserrechtliche Anlagenzulassungen und Baugenehmigungen, soweit die Anlagen nicht den Bau des Speicherbeckens an sich bzw. die Ein- und Ableitungsbauwerke betreffen oder nicht am Ufer errichtet werden. Diese Anlagen(-teile) sind nicht in den Planfeststellungsbeschlüssen oder der Erlaubnis bzw. Bewilligung enthalten. Neben diesen formalen Problemen bestehen darüber hinaus in materiell-rechtlicher Hinsicht zum Teil erhebliche Rechtsunsicherheiten. So hat der Vorhabenträger trotz Vorliegen aller Genehmigungsvoraussetzungen keinen Anspruch auf Zulassung. Das Wasserrecht sieht vielmehr eine planerische Abwägungsentscheidung bzw. ein Bewirtschaftungsermessen vor. Bei der Anwendung

der Genehmigungsvoraussetzungen ist dabei zusätzlich zwischen gemein- und privatnützigen Vorhaben zu differenzieren, da privatnützige Vorhaben höhere Anforderungen erfüllen müssen. Die Abgrenzungskriterien hierfür sind nicht ausdrücklich geregelt und in Rechtsprechung und Literatur umstritten. Pumpspeicherkraftwerke dürften regelmäßig dem Wohl der Allgemeinheit dienen und damit gemeinnützig sein, da sie neben wirtschaftlichen Interessen des Vorhabenträgers auch dem öffentlichen Interesse an einer sicheren Energieversorgung dienen (vgl. auch § 86 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 WHG). Problematisch ist darüber hinaus die Einhaltung der wasserrechtlichen Bewirtschaftungsziele nach § 27 WHG. Demnach sind oberirdische Gewässer so zu bewirtschaften, dass „eine Verschlechterung ihres ökologischen und ihres chemischen Zustands vermieden wird“ und „ein guter ökologischer und ein guter chemischer Zustand erhalten oder erreicht werden“. Diese Vorgaben werden durch die Anforderungen an die Mindestwasserführung nach § 33 WHG, die Durchgängigkeit oberirdischer Gewässer nach § 34 WHG sowie den Schutz der Fischpopulation gem. § 35 WHG ergänzt. In diesem Zusammenhang wird häufig schon bei minimalen negativen Veränderungen des ökologischen oder chemischen Zustands ein Verstoß gegen das in § 27 WHG verankerte Verschlechterungsverbot angenommen [Czychowski et al. 2010]. Daher kommt es bei Pumpspeicherkraftwerken vielfach auf das Vorliegen einer Ausnahme nach § 31 Abs. 2 WHG an: „Wird bei einem oberirdischen Gewässer der gute ökologische Zustand nicht erreicht oder verschlechtert sich sein Zustand, verstößt dies nicht gegen die Bewirtschaftungsziele nach den §§ 27 und 30, wenn (...) die Gründe für die Veränderung von übergeordnetem öffentlichen Interesse sind (...)“. Im überwiegend öffentlichen Interesse gem. § 31 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 WHG können dabei insbesondere Maßnahmen der Daseinsvorsorge sein. Hierunter fällt u.a. auch die Energieversorgung [BVerfG 1984]. Die weiteren Voraussetzungen für eine solche Ausnahme sind jedoch nicht unerheblich. Problematisch ist darüber hinaus, ob eine Einstufung des Ober- bzw. Unterbeckens als künstliches bzw. erheblich verändertes Gewässer nach § 28 WHG möglich ist. Dies hätte zur Folge, dass gem. § 27 Abs. 2 WHG geringere Anforderungen an die ökologische oder chemische Zusammensetzung der Gewässer gestellt werden. Für das Einleiten von Wasser in das Ober- bzw. Unterbecken ist § 14 Abs. 1 Nr. 3 WHG zu beachten: „Die Bewilligung darf nur erteilt werden, wenn die Gewässerbenutzung (...) 3. keine Benutzung im Sinne des § 9 Absatz 1 Nummer 4 [Einleitung] (...) ist“. Demnach ist keine Erteilung einer Bewilligung möglich, sondern nur einer Erlaubnis mit der Folge, dass der Vorhabenträger eine wesentlich schwächere Rechtsposition innehat. Damit besteht nachträglich nämlich eine erleichterte Widerruflichkeit dieser Zulassungen nach § 18 Abs. 1 WHG durch die Wasserbehörde. In einem solchen Fall könnte womöglich das gesamte Pumpspeicherkraftwerk nicht mehr betrieben werden, wenn nur eine dieser Zulassungen widerrufen würde. Neben wasserrechtlichen Anforderungen spielen schließlich auch naturschutzrechtliche Regelungen eine nicht unwesentliche Rolle. Sofern etwa europäische Flora-Fauna-Habitat-Gebiete betroffen sind, gilt es, die hohen Anforderungen an deren Schutz zu erfüllen. Auch hiervon sind jedoch Ausnahmen möglich. Wird etwa ein „Natura 2000“-Gebiet berührt, sieht § 34 Abs. 3 Nr. 1 Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) die Möglichkeit einer Abweichung „aus zwingenden Gründen des überwiegenden öffentlichen Interesses“ vor. Hierunter können zwar auch Einrichtungen der Energieversorgung gefasst werden [Frenz et al. 2011], die Anforderungen hierfür sind jedoch nicht gering.

Für alle Elektrizitätsspeicher sind außerdem die Anforderungen aus § 49 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) zu beachten, weil auch Stromspeicher Energieanlagen nach § 3 Nr. 15 EnWG sind. Daher ist bei der Errichtung und beim Betrieb darauf zu achten, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften sind hierbei vor allem die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten.

6.2 Energierrechtliche Anforderungen an Stromspeicher

Im Energierecht werden Stromspeicher nur rudimentär geregelt [Sailer 2012a]; [Sailer 2012b]; [Sailer 2011]. Für den Netzanschluss findet § 17 EnWG – seit der EnWG-Novelle 2011 ausdrücklich – auch für „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ Anwendung. Netzbetreiber haben insofern Stromspeicher „zu technischen und wirtschaftlichen Bedingungen an ihr Netz anzuschließen, die angemessen, diskriminierungsfrei, transparent und nicht ungünstiger sind, als sie von den Betreibern der Energieversorgungsnetze in vergleichbaren Fällen (...) angewendet werden“. Eine besondere Privilegierung regelt jedoch in diesem Zusammenhang § 5 Erneuerbares-Energien-Gesetz (EEG). Hiernach genießen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien unverzüglichen und vorrangigen Netzanschluss. Da nach § 3 Nr. 1 Satz 2 EEG unter bestimmten Umständen auch Stromspeicher als Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien gelten können („Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie [...] aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln“), können wohl auch Betreiber von Stromspeichern in bestimmten Fällen einen Anspruch auf unverzüglichen vorrangigen Netzanschluss haben. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass die aufgenommene Energie „ausschließlich aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas stammt“. Ob und wie diese Voraussetzung zum Zeitpunkt des Netzanschlusses aber geprüft werden soll, ist dabei ebenso unklar wie die genauen Anforderungen an den zu speichernden Strom oder die weitere Bedeutung dieser Gleichstellungsfiktion. Zweifelhaft ist daher etwa auch die Anwendung der Verpflichtung zur vorrangigen Abnahme, Übertragung und Verteilung nach § 8 EEG auf Speicherstrom.

Besondere Gleichstellungsvorschriften gibt es für den in Power-to-Gas-Anlagen erzeugten Wasserstoff bzw. das erzeugte Methan. Gemäß § 3 Nr. 19a EnWG können diese Gase unter den energiewirtschaftlichen Gasbegriff fallen, sofern sie in ein Gasversorgungsnetz eingespeist werden. Indem diese Gase darüber hinaus durch § 3 Nr. 10c EnWG unter bestimmten Umständen auch dem Biogasbegriff zugeordnet werden können, finden auch die für Biogas geltenden Privilegierungen aus der Gasnetzzugangs- und Gasnetzentgeltverordnung (GasNZV/GasNEV) Anwendung. Dies umfasst etwa die vorrangige Netzanschlusspflicht nach § 33 GasNZV sowie ein pauschales Entgelt für vermiedene Netzkosten nach § 20a GasNEV. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass „der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen (...) stammen“ (§ 3 Nr. 10c EnWG). Nach der Gesetzesbegründung bedeutet dabei „weit überwiegend“ einen Anteil an erneuerbaren Energien von mindestens 80 Prozent. Damit unterscheiden sich die Anforderungen an den Wasserstoff bzw. an das Methan im EnWG und EEG. Im EEG muss der zur Elektrolyse eingesetzte Strom „ausschließlich“ aus erneuerbaren Energien stammen, wohingegen das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid nach der Gesetzesbegründung grundsätzlich auch einen anderen Ursprung haben kann.

Schließlich findet sich im EEG noch eine Spezialregelung für die Zwischenspeicherung im Hinblick auf die Einspeisevergütung für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Nach § 16 Abs. 1 EEG müssen Netzbetreiber Strom aus Anlagen, die ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, entsprechend vergüten. Voraussetzung für eine solche Vergütung ist jedoch, dass dem Netzbetreiber der gesamte erzeugte Strom zur Verfügung gestellt und darüber hinaus nicht als Regelernergie vermarktet wird (§ 16 Abs. 3 EEG). Eine Zwischenspeicherung vor der eigentlichen Netzeinspeisung würde demnach gegen diese „Andienungspflicht“ verstoßen, da der Strom dann nicht dem Netzbetreiber, sondern dem Speicherbetreiber zur Verfügung gestellt würde. Hier regelt jedoch § 16 Abs. 2 Satz 1 EEG, dass der Vergütungsanspruch der Erneuerbaren-Energien-Anlage auch

dann besteht, „wenn der Strom vor der Einspeisung in das Netz zwischengespeichert worden ist“. Allerdings bezieht sich dieser Vergütungsanspruch gemäß § 16 Abs. 2 Satz 2 EEG dann nur noch „auf die Strommenge, die aus dem Zwischenspeicher in das Netz eingespeist wird“, weshalb Speicherverluste nicht vergütet werden. Zwar ist hierdurch ein Anreiz für Stromspeicher mit hohen Wirkungsgraden gegeben. Andererseits kann die Regelung dadurch zu komplexen Folgefragen führen, wie die genaue Bemessung der Vergütung und das Verhältnis der Einspeicherung mehrerer Anlagen in den Speicher. Anspruchsberechtigt dürfte jedenfalls weiterhin (nur) der Betreiber der Erneuerbaren-Energien-Anlage sein. Aus § 16 Abs. 2 EEG lässt sich kein Vergütungsanspruch für den Stromspeicher herleiten.

6.3 Kostenbelastung von Stromspeichern

Der Strompreis setzt sich aus einer Vielzahl verschiedener Bestandteile zusammen, allen voran Energiebeschaffung (Erzeugung, Einkauf, Vertrieb) sowie Netznutzung und Transport. Daneben fallen Steuern, Abgaben, Umlagen und weitere Kosten an, die über den Strompreis an die Letztverbraucher weitergereicht werden. Unabhängig vom Strompreis können weitere spezielle Kosten, wie etwa Wasserabgaben anfallen.

Auch bei Stromspeichern handelt es sich – ebenso aus der Sicht von Gesetzgebung und Rechtsprechung – grundsätzlich um Letztverbraucher. Zur Begründung kann darauf abgestellt werden, dass beim Umwandlungsprozess in eine andere Energieform, die hierfür benötigte elektrische Energie zunächst aufgezehrt wird. Eine spätere Rückverstromung ist ein davon getrennt zu beurteilender Vorgang und für die Letztverbrauchereigenschaft irrelevant.

Von den Stromkostenbestandteilen sind für Stromspeicher teilweise umfangreiche Ausnahmen geregelt [Müller 2012]:

6.3.1 Netzentgelte

Für Stromspeicher und andere Letztverbraucher sieht § 19 Abs. 2 Satz 1 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) die Möglichkeit einer Netzentgeltreduzierung in Form von individuellen Netzentgelten für atypische Netznutzer vor: „Ist auf Grund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich, dass der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht, so haben Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen diesem Letztverbraucher in Abweichung von § 16 ein individuelles Netzentgelt anzubieten, das dem besonderen Nutzungsverhalten des Netzkunden angemessen Rechnung zu tragen hat und nicht weniger als 20 Prozent des veröffentlichten Netzentgeltes betragen darf.“ Die Höhe des Netzentgeltes bestimmt sich dabei nach dem Maß des netzdienlichen Nutzungsverhaltens. Zur Bestimmung dieses netzdienlichen Nutzungsverhaltens werden Hochlastzeitfenster gebildet. Erforderlich ist, dass der maximale Energiebezug des Letztverbrauchers außerhalb des Hochlastzeitfensters liegt. Darüber hinaus kommen für Großverbraucher individuelle Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV in Betracht, „wenn die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle pro Kalenderjahr sowohl die Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden im Jahr erreicht als auch der Stromverbrauch an dieser Abnahmestelle pro Kalenderjahr zehn Gigawattstunden übersteigt“. Dies könnte vor allem für Stromspeicher, die reine Stromverbraucher sind (z. B. Elektrolyseanlagen), einen Anreiz bieten, auf entsprechend hohe Benutzungsstundenzahlen und Stromverbräuche zu kommen, sich damit aber wenig netzdienlich zu verhalten. Dadurch wäre ein energiewirtschaftlich sinnvoller Einsatz von Stromspeichern fraglich. Die genaue Reduzierung beurteilt sich nach der Staffelung in § 19 Abs. 2 Satz 3 StromNEV, d.h. bei

einer jährlichen Benutzungszahl von mindestens 7.000 kommt eine Reduzierung bis auf 20 Prozent des veröffentlichten Netzentgeltes in Betracht. Übersteigt die Benutzungszahl 7.500 oder 8.000 Benutzungszahlen, so kann das Netzentgelt im ersten Fall bis auf 15 Prozent, im letzten sogar bis auf 10 Prozent reduziert werden. Genauer zur Vereinbarung individueller Netzentgelte ist von der Bundesnetzagentur festgelegt worden (BK4-13-739).

Für neue Stromspeicher wird darüber hinaus eine Befreiung von den Netzentgelten in § 118 Abs. 6 EnWG geregelt. Danach sind alle nach dem 31. Dezember 2008 neu errichteten Stromspeicher, „die ab 4. August 2011, innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden, (...) für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt“. Voraussetzung ist nach § 118 Abs. 6 Satz 3 EnWG jedoch eine Rückspeisung in dasselbe Netz. Nur bei Power-to-Gas-Anlagen wird gemäß § 118 Abs. 6 Satz 7 EnWG auf dieses Rückverstromungserfordernis verzichtet, sodass der hierüber erzeugte Wasserstoff bzw. das Methan auch in andere Energiesektoren wie den Verkehrssektor gelangen kann, ohne dass Netzentgelte für die Stromentnahmen anfallen. Darüber hinaus sind Power-to-Gas-Anlagen gemäß § 118 Abs. 6 Satz 8 EnWG von den Einspeiseentgelten für das Gasnetz befreit. Für bereits bestehende Pumpspeicherkraftwerke regelt § 118 Abs. 6 Satz 2 EnWG eine spezielle Befreiungsmöglichkeit. Für Pumpspeicherkraftwerke kommt eine Freistellung auch dann in Betracht, „wenn deren elektrische Pump- oder Turbinenleistung nachweislich um mindestens 7,5 Prozent oder deren speicherbare Energiemenge nachweislich um mindestens 5 Prozent nach dem 4. August 2011 erhöht wurden“. Seit 28. Dezember 2012 bedarf es damit keiner kumulativen Erhöhung der Pump- oder Turbinenleistung sowie speicherbaren Energiemenge mehr. In § 118 Abs. 6 Satz 4 und 5 EnWG wird diese Befreiung von einem netzdienlichen Nutzungsverhalten vom Speicherbetreiber abhängig gemacht und einer entsprechenden Genehmigungspflicht unterstellt. In welchem Umfang diese Befreiung auch auf die Speicherverluste gilt, ist nicht eindeutig geregelt.

6.3.2 Netzentgeltgewälzte Abgaben, Umlagen und Kosten

Über das Netzentgeltsystem werden eine Reihe von Abgaben, Umlagen und weiteren Kosten auf die Netznutzer gewälzt. Hierunter fallen etwa die Konzessionsabgaben, die KWK-Umlage, die § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage oder die Offshore-Haftungsumlage. Mit der KWK-Umlage werden die Kosten für die Erhöhung der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen auf Letztverbraucher umgelegt. Die § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage hat zum Ziel, das durch die Vereinbarung atypischer oder individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 Satz 1 und Satz 2 StromNEV entstehende Defizit auszugleichen. Darüber hinaus hat der Gesetzgeber mit § 17e EnWG eine verschuldensunabhängige Haftung für Störungen oder Verzögerungen der Anbindung von Offshore-Windenergieanlagen gegen Übertragungsnetzbetreiber eingeführt. Diese Kosten werden nach § 17f EnWG durch die Offshore-Haftungsumlage auf die Netznutzer gewälzt.

Auch bei diesen Kostenbestandteilen gibt es teilweise verschiedene Ausnahmenvorschriften. Für eine Begrenzung wird dabei regelmäßig das Vorliegen eines hohen jährlichen Stromverbrauchs etwa über 100.000 Kilowattstunden oder gar über 1 Million Kilowattstunden und/oder die Stromentnahme durch ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes gefordert, z.B. § 9 Abs. 7 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG), § 19 Abs. 2 StromNEV, § 17f Abs. 5 EnWG. In diesem Zusammenhang dürften unter den Begriff des produzierenden Gewerbes – anders als im EEG 2012 bei der Besonderen Ausgleichsregelung – auch Stromspeicher fallen, weil entsprechend der jeweils geltenden Begriffsdefinitionen hierfür auch Stromspeicher Anlagen zur Elektrizitätserzeugung i.S.d. Nr. 35.11 des Abschnitts D der Klassifikation der Wirtschaftszweige sind.

Darüber hinaus stellt sich die Frage, ob und in welchem Umfang sich Netzentgeltreduzierungen nach § 19 StromNEV und Netzentgeltbefreiungen nach § 118 EnWG auf die netzentgeltgewälzten Abgaben, Umlagen und Kosten auswirken. Nach Ansicht der Bundesnetzagentur hat eine Netzentgeltreduzierung nach § 19 Abs. 2 StromNEV keine Auswirkung auf die netzentgeltgewälzten Umlagen und Kosten, da es sich insoweit um gesetzliche Umlagen handle, die ebenso wenig Bestandteil des Netzentgelts seien, wie etwa die EEG-Umlage und die Offshore-Umlage. Gleiches gelte auch für die von den Übertragungsnetzbetreibern erhobene sog. § 19-Umlage [BNetzA 2013]. Gegen diese Auffassung könnte neben dem Wortlaut zumindest einiger Umlagen (z.B. § 9 Abs. 7 S. 1 KWKG: „...bei der Berechnung der Netznutzungsentgelte in Ansatz zu bringen“) auch die Tatsache sprechen, dass etwa Konzessionsabgaben „dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile“ im Rahmen der Anreizregulierung darstellen (§ 11 Abs. 2 ARegV). Damit können diese zu einer Anpassung der Erlösobergrenze führen, die wiederum über die Netzentgelte umgesetzt wird (§§ 4 Abs. 3, 17 ARegV). Bei der Lösung dieses Problems könnte möglicherweise aber auch zwischen einer Reduzierung nach § 19 Abs. 2 StromNEV und einer Befreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG zu differenzieren sein. Aufgrund des systematischen Zusammenhangs mit § 17 Abs. 2 StromNEV – der womöglich von einem „engen“ Netzentgeltbegriff aus Arbeits- und Leistungspreis ausgeht – wird vertreten [Eder et al. 2012], dass die Vereinbarung individueller Netzentgelte keine Auswirkungen auf die netzentgeltbezogenen Bestandteile habe. Demgegenüber könnte eine Befreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG folglich auch die Kosten betreffen, die über die Netzentgelte gewälzt werden. Die Rechtslage ist insofern aber unklar.

6.3.3 EEG-Umlage

Für die EEG-Umlage regelt § 37 Abs. 4 EEG eine weitere Ausnahmebestimmung für Stromspeicher. Danach entfällt für Strom, „der zum Zweck der Zwischenspeicherung an einen elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher geliefert oder geleitet wird“, der Anspruch der Übertragungsnetzbetreiber auf Zahlung der EEG-Umlage, wenn dem Stromspeicher Energie ausschließlich zur Wiedereinspeisung von Strom in das Netz entnommen wird. Erforderlich ist also, dass eine Rückverstromung stattfindet. Eine Rückverstromung ist ausweislich des eindeutigen Wortlauts des § 37 Abs. 4 Satz 2 EEG insofern auch für die Erzeugung von Speichergas, d. h. Gas, das „zum Zweck der Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird“, zwingende Voraussetzung für eine Befreiung von der EEG-Umlage. Für Power-to-Gas-Modelle, die den erzeugten Wasserstoff über den Verkehrssektor vermarkten wollen, fällt daher beim Strombezug regelmäßig die EEG-Umlage an. Eine „Rückverstromung“ in einer Brennstoffzelle eines Fahrzeugs reicht – mangels Wiedereinspeisung ins Stromnetz – nicht aus.

Findet keine Rückverstromung statt, kann jedoch unter Umständen das Eigenversorgungsprivileg des § 37 Abs. 3 Satz 2 EEG zu einer Befreiung von der EEG-Umlage führen: „Betreibt (...) der Letztverbraucher die Stromerzeugungsanlage als Eigenerzeuger und verbraucht den erzeugten Strom selbst, so entfällt (...) die EEG-Umlage (...), sofern der Strom 1. nicht durch ein Netz durchgeleitet wird oder 2. im räumlichen Zusammenhang zu der Stromerzeugungsanlage verbraucht wird“. Voraussetzung hierfür ist jedoch die Personenidentität von Stromerzeuger und Stromverbraucher. Zudem muss ein räumlicher Zusammenhang zwischen Erzeugung und Verbrauch vorliegen bzw. es darf nicht das Netz der öffentlichen Versorgung genutzt werden. Das Eigenversorgungsprivileg kommt damit vor allem beim PV-Eigenverbrauch in Betracht, für großtechnische Speichersysteme dürfte es dagegen kaum eine Rolle spielen.

Eine Anwendung der Besonderen Ausgleichsregelung nach den §§ 40 ff. EEG führt hingegen nicht zu einer Verringerung der EEG-Umlage, da Stromspeicher – im Gegensatz zu den bereits genannten Vorschriften – im EEG keine „Unternehmen des produzierenden Gewerbes“ sind. Hierunter fällt nur ein „Unternehmen, das an der zu begünstigenden Abnahmestelle dem Bergbau, der Gewinnung von Steinen und Erden oder dem verarbeitenden Gewerbe in entsprechender Anwendung der Abschnitte B und C der Klassifikation der Wirtschaftszweige des Statistischen Bundesamtes, Ausgabe 2008, zuzuordnen ist.“ Die Energieversorgung und damit auch die Stromerzeugung von Stromspeichern fallen jedoch unter Abschnitt D dieser Klassifikation.

6.3.4 Stromsteuer

Weiterhin ist die Stromsteuer Teil des Strompreises. Für Stromspeicher sind auch hier partiell Ausnahmen geregelt. Für Pumpspeicherkraftwerke ist eine Befreiungsmöglichkeit nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 Stromsteuergesetz (StromStG) i.V.m. § 12 Abs. 1 Nr. 2 Stromsteuerverordnung (StromStV) gegeben. Andere Speichertechnologien sind hiervon nicht umfasst. Eine analoge Anwendung dieser Ausnahmebestimmung auf andere Stromspeicher dürfte schon mangels planwidriger Regelungslücke nicht möglich sein. Für Elektrolyseure beim Power-to-Gas-Verfahren ist in § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG zumindest ein Erlass, eine Erstattung oder Vergütung vorgesehen. Der Gesetzgeber wollte hierüber zwar keine Stromspeicherung privilegieren, sondern das industrielle Verfahren der Elektrolyse, wie es etwa zur Gewinnung von Aluminium, Chlor oder Natronlauge eingesetzt wird. Die Regelung ist jedoch hierauf nicht beschränkt und damit auch auf die Wasserstoffelektrolyse zur Speichergasherstellung anwendbar. Neben diesen Befreiungstatbeständen gibt es noch eine Reihe weiterer Ausnahmevorschriften, die im jeweiligen Einzelfall zur Anwendung kommen können, wenn der Stromspeicher nicht bereits von den genannten Befreiungstatbeständen profitiert. Dies können etwa Druckluftspeicherkraftwerke oder Batteriespeicher sein. Wird der zur Speicherung eingesetzte Strom z. B. aus einem ausschließlich mit erneuerbaren Energien gespeisten Netz bzw. einer entsprechenden Direktleitung entnommen, sieht § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG eine Befreiung vor. Im Fall der Eigenversorgung kann Strom, der in Anlagen mit bis zu zwei Megawatt elektrischer Nennleistung erzeugt wird, steuerbefreit sein, soweit dieser Strom „vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird“. Darüber hinaus könnten Speicheranlagen von einer Entlastung nach § 9b StromStG profitieren, da sie Unternehmen des produzierenden Gewerbes sind. Im Übrigen ist für solche Unternehmen ein Spitzenausgleich in § 10 StromStG möglich.

6.3.5 Wasserabgaben

Neben den Kosten für den Strombezug, können insbesondere Pumpspeicherkraftwerke mit Wasserabgaben belastet sein. Erhoben werden etwa Wasserentnahmeentgelte für die wasserrechtliche Benutzung von Wasser sowie Vorteilsabschöpfungsabgaben für die mit der Benutzung verbundene wirtschaftliche Ausnutzung des öffentlichen Guts „Wasser“. Die Voraussetzungen und Ausnahmen für das Entstehen einer Wasserabgabepflicht richten sich nach dem jeweiligen Recht der Bundesländer. Letztlich ist dies eine Frage des Einzelfalls.

6.4 Entflechtungsrechtliche Vorgaben an Stromspeicher

Vor dem Hintergrund der Entflechtungsvorschriften stellt sich die Frage, ob auch Betreiber von Stromversorgungsnetzen Speicher betreiben können. Einem solchen Geschäftsmodell können die Entflechtungsregelungen der §§ 6 ff. EnWG entgegenstehen. Mit diesen Vorschriften sollen ein möglichst effektiver Wettbewerb bei der Elektrizitätsversorgung sichergestellt und Quersubventionierungen vermieden

werden. Zwar fehlen im EnWG Regelungen, die spezifisch auf Stromspeicher anwendbar sind. Dennoch ist weitgehend anerkannt, dass die bestehenden Vorschriften zum Teil auch die Stromspeicherung erfassen können [EFZN 2013]. Nach § 6 Abs. 1 Satz 2 EnWG muss die Unabhängigkeit des Netzbetriebs von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung sichergestellt sein. Dies betrifft etwa die Bereiche Stromerzeugung und -vertrieb. Daher ist grundsätzlich davon auszugehen, dass der Betrieb von Stromspeichern durch Netzbetreiber gegen die Entflechtungsregelungen verstößt. Eine Ausnahme kommt wohl allenfalls dann in Betracht, wenn der Speicher etwa nicht am Energiemarkt gem. § 7 Abs. 1 Reservekraftwerksverordnung (ResKV) teilnimmt und gem. § 8 Abs. 4 ResKV ausschließlich als Netzreserve eingesetzt wird.

6.5 Europa- und verfassungsrechtliche Anforderungen an eine mögliche Speicherförderung

Bei der Schaffung eines möglichen Förderrahmens für Speicher sind grundsätzliche Anforderungen des europäischen Rechts zu beachten, und zwar sowohl auf primär- als auch sekundärrechtlicher Ebene, wobei letztere in Bezug auf Speicher nur schwach ausgeprägt ist: Speicher werden vor allem im Zusammenhang mit der Fortentwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien genannt. So enthält die Erneuerbare-Energien-Richtlinie in ihrem Art. 16 Abs. 1 eine Aufforderung an die Mitgliedstaaten, geeignete Maßnahmen zu ergreifen, um „Übertragungs- und Verteilernetzinfrastruktur, intelligente Netze, Speichereinrichtungen und das Elektrizitätssystem auszubauen, um den sicheren Betrieb des Elektrizitätssystems zu ermöglichen, während der Weiterentwicklung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen Rechnung getragen wird.“ Zwar zeigt sich darin, dass die Union die Verbindung zwischen Versorgungssicherheit und dem Ausbau von Speichern, insbesondere für erneuerbare Energien, aber nicht darauf beschränkt, gesehen hat, es erfolgt aus der genannten Aufforderung keine unmittelbare und zudem justiziable Rechtspflicht zum Handeln. Im Falle der Gewährung finanzieller Vorteile für die Errichtung und den Betrieb von Speichern sind, neben den Bestimmungen über die Warenverkehrsfreiheit, insbesondere die Vorschriften des europäischen Beihilferechts zu beachten. Denn nach Art. 107 Abs. 1 des Vertrages über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) sind Beihilfen, also staatliche Maßnahmen oder Maßnahmen unter Inanspruchnahme staatlicher Mittel, die den Begünstigten einen Vorteil gewähren und dadurch den Handel zwischen den Mitgliedstaaten beeinträchtigen sowie den Wettbewerb verfälschen oder zu verfälschen drohen, verboten. Da die Gewährleistung des Funktionierens eines einheitlichen Binnenmarktes in der Europäischen Union ein hohes Gut darstellt, kann nur aus besonderen Gründen eine Vereinbarkeit einer Beihilfe mit eben diesem angenommen werden. Der Europäischen Kommission kommt bei dieser Vereinbarkeitsprüfung eine bedeutende Rolle zu, da sie in einem umfangreichen Abwägungsvorgang alle die Beihilfe und die mit ihr verfolgten Ziele betreffenden Umstände zu berücksichtigen hat. Die Kommission veröffentlicht zum Zwecke der Rechtssicherheit sog. Leitlinien, in denen sie festlegt, welche Form und Intensität der finanziellen Förderung sie insbesondere für angemessen hält, so dass keine Überförderung droht. Ab 1. Juli 2014 werden nunmehr neue Leitlinien für Umwelt- und Energiebeihilfen der Kommission zur Anwendung kommen, die erstmalig auch Speicher adressieren, und zwar als allgemeine Energieinfrastrukturmaßnahme. Sollte eine nationale finanzielle Förderung als staatliche Beihilfe einzuschätzen sein, so würde dies bedeuten, dass eine Ausgestaltung nur unter Berücksichtigung der Bestimmungen vorgenannter Leitlinien erfolgen kann. Demnach wäre etwa zu beachten, dass die Förderung insbesondere in Form einer Investitions- und nicht einer Betriebsbeihilfe gewährt werden und nicht 100 Prozent der Kosten erreichen soll. Andernfalls wäre

eine entsprechende Maßnahme nicht mit dem Binnenmarkt vereinbar und damit weiterhin verboten.

Darüber hinaus sind gewisse verfassungsrechtliche Grenzen gesetzt. Zu beachten ist insbesondere der Gleichheitssatz nach Art. 3 Abs. 1 Grundgesetz (GG). Dieser verlangt gleich gelagerte Sachverhalte auch entsprechend gleich zu behandeln. Eine Ausnahme von diesem Grundsatz – z. B. in Form einer Privilegierungsvorschrift für Stromspeicher – kommt grundsätzlich nur dann in Betracht, wenn ein sachlicher Rechtfertigungsgrund hierfür vorliegt. Darüber hinaus kann bei Förderinstrumenten gegebenenfalls auch die Berufsfreiheit der Konkurrenten nach Art. 12 Abs. 1 GG betroffen sein. Finanzierungsmechanismen über ein hoheitliches Abgabensystem (Stichwort Sonderabgaben) müssten zudem die (hohen) finanzverfassungsrechtlichen Anforderungen der Rechtsprechung erfüllen.

6.6 Ausblick

Ein „Speichergesetz“ wird im jetzigen Stadium nicht empfohlen. Eine nicht gewollte Fehlsteuerung durch Unwissenheit und Vorfestlegung sollte ebenso vermieden werden wie die Gefahr, dass Speicher als unflexible „Grundlast-Speicher“ eingesetzt werden und nicht als flexible Antwort auf die fluktuierenden Energiequellen [Müller 2012]. Der künftige regulatorische und marktliche Rahmen der Elektrizitätsversorgung ist von vielen Ungewissheiten geprägt. Es braucht daher „lernfähiges“ Recht, das eine gewisse Flexibilität bietet, verschiedene Entwicklungspfade erlaubt und eine konkrete Erprobung ermöglicht, um ausreichend Perspektive und Planungssicherheit für die Entwicklung jeglicher Flexibilitätslösungen zu bieten. Hierzu können z. B. Experimentierklauseln dienen.

Im Rahmen der Arbeiten zu dem Projekt *Roadmap Speicher* wurde der Bedarf an Stromspeichern bei fortschreitendem Ausbau von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass Flexibilität im zukünftigen Stromversorgungssystem eine zentrale Rolle spielt. Die Ergebnisse zeigen aber auch, dass bei Einsatz alternativer Flexibilitätsoptionen große Anteile der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien integriert werden können, ohne dass ein Zubau von zusätzlichen Stromspeichern erforderlich wird. Das Erreichen der mittelfristigen Ziele der Energiewende hängt daher nicht unmittelbar vom Ausbau zusätzlicher Stromspeicher ab. Der dynamische Ausbau der in hohem Potenzial verfügbaren dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen auf Basis von Wind- und Sonnenenergie kann daher weiter verfolgt werden.

Die Frage wann und in welchem Umfang Stromspeicher bei fortschreitendem Ausbau der EE erforderlich werden, ist bedingt durch die Ausgestaltung des zukünftigen Energieversorgungssystems. Dabei ist die Struktur des Erzeugungssystems wie der EE-Mix und die Flexibilisierung der KWK von ebenso großer Bedeutung wie der Ausbau der Übertragungsnetze oder die aktive Einbindung von Verbrauchern. Eine unzureichende Umsetzung dieser Flexibilitätsmaßnahmen kann zu einem größeren Speicherbedarf führen. Zudem geht dies mit weiteren, notwendigen Maßnahmen im Energieversorgungssystem (bspw. Behebung von Engpassituationen im Übertragungsnetz, Abregelung von Einspeisungen aus EE) einher. Weiter wird deutlich, dass eine frühzeitigere Umsetzung anderer Flexibilitätsoptionen im Stromversorgungssystem in einem späteren Bedarf für Stromspeicher resultiert.

Langfristig kann bei höheren Anteilen flexibler erneuerbarer Erzeugung (wie solarthermische Kraftwerke oder Biogas) auch bei hohen EE-Anteilen an der Stromerzeugung (von über 80% in Europa und ca. 90% in Deutschland) und unter einer hohen Flexibilität der Nachfrage der notwendige Ausgleich weitgehend ohne zusätzliche Stromspeicher gedeckt werden. Wenn sich langfristig hohe Anteile dargebotsabhängiger EE anstelle flexibler oder grundlastfähiger EE-Erzeugung mit höheren Stromgestehungskosten (Solarthermische Kraftwerke, Biomasse, Geothermie) durchsetzen, führt dies zu einem höheren Speicherbedarf. Die erforderliche zusätzliche Speicherleistung ist aber im Verhältnis zur installierten PV- und Windleistung relativ gering und stellt keinen entscheidenden Kostenfaktor für den EE-Ausbau dar.

Grundsätzlich zeigt sich in allen betrachteten Bandbreiten möglicher Entwicklungspfade ein geringer Anteil an erforderlicher abgeregelter EE-Erzeugung mit ca. 0,6-1,3% in Deutschland. Das europäische Stromversorgungssystem weist damit grundsätzlich eine hohe Flexibilität zur Integration dargebotsabhängiger EE auf.

Neben dem EE-Mix bestimmen weitere Schlüsselfaktoren den zukünftigen Speicherbedarf. Dazu gehören der innerdeutsche Ausbau des Übertragungsnetzes, die Umsetzung von Lastmanagement und der Einsatz von Power-to-Heat. Sollte in diesem Szenario zukünftig auf die flexible Einbindung von neuen Verbrauchern wie Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und Klimatisierung im Lastmanagement verzichtet werden, wird sich ein Speicherbedarf zur Bereitstellung von Flexibilität ergeben. Die benötigten Speicherzeiten für Kurzzeitspeicher liegen im Bereich von 2-4 Stunden. Für ein Szenario mit einem Mix aus dargebotabhängigen und steuerbaren EE resultiert ohne Lastmanagement ein Ausbaupotenzial von 13 GW zusätzlichen Speichern in Deutschland. Ohne Lastmanagement liegen die benötigten Speicherzeiten für Kurzzeitspeicher dagegen im Bereich von 4-6 Stunden. In einem Szenario mit hoher PV-

Durchführung (ca. 32% des EE-Anteils in Europa) ergibt sich mit Erschließung des Lastmanagements ein Zubau von insgesamt 5,5 GW Kurzzeitspeichern für Deutschland.

Der Ausbau des Übertragungsnetzes ist erforderlich, um die Ziele der Energiewende zu erreichen. Anderenfalls kann es zu großen Engpässen im Übertragungsnetz innerhalb Deutschlands und hohen damit verbundenen gesamtwirtschaftlichen Kosten kommen. Der angenommene mittelfristige europäische Netzausbau hat sich auch bei höheren EE-Anteilen als weitgehend ausreichend dimensioniert erwiesen. In der optimierten langfristigen Ausbauplanung erfolgte in nur sehr geringem Umfang ein weiterer Ausbau des europäischen Übertragungsnetzes.

Aufgrund der Beschränkung auf den Stromsektor, hoher Investitionskosten sowie des geringen Wirkungsgrads konnte für den unterstellten Szenariorahmen für Power-to-Gas keine Wirtschaftlichkeit aufgezeigt werden. Bei hohen EE-Anteilen über 90% werden jedoch Langzeitspeicher erforderlich sein, um auch saisonale Schwankungen ausgleichen zu können. Des Weiteren können Power-to-Gas-Anlagen bei Nutzung des Gasnetzes – wie im Rahmen dieses Projektes aufgezeigt – für eine räumliche Entkoppelung von Stromerzeugung und –verbrauch sorgen. Um im Rahmen der Energiewende ebenfalls fossile Energieträger in der Industrie oder im Verkehrs- und Wärmesektor substituieren zu können, ist langfristig zusätzlich ein Ersatz durch chemische Energieträger denkbar. Für diese Anwendungen stellt die Power-to-Gas Technologie eine mögliche Option dar.

Für das Stromversorgungssystem resultieren aus dem Prognosefehler der Wind- und PV-Einspeisung zusätzliche Flexibilitätsanforderungen in Form eines steigenden Regelleistungsbedarfs und Intraday-Ausgleichsbedarfs. Wenn diese Effekte berücksichtigt werden, resultiert in Simulationsrechnungen ein höherer, wenn auch beschränkter zusätzlicher Speicherbedarf. Zukünftig werden ebenso die Anforderungen an die Bereitstellung von Systemdienstleistungen im Energieversorgungssystem steigen. Speicher können hierzu einen nennenswerten Beitrag (Schwarzstartfähigkeit, Frequenzstützung, Bereitstellung Blindleistung etc.) leisten. Insbesondere im begrenzten Markt für Primärregelleistung stellen Batteriespeicher mit einem niedrigen Verhältnis von Kapazität zu Leistung und einer hohen Zyklfestigkeit eine effiziente und wirtschaftliche Technologie dar. Es ist jedoch aufgrund der geringen Marktgröße von einer Rückwirkung auf die PRL-Preise durch den Speicherausbau auszugehen. Darüber hinaus können Stromspeicher eine Ergänzung für ein Erzeugungsportfolio sein, um bspw. Flexibilitäts- und Ausgleichspotenziale im Bilanzkreis zu schaffen, und sich so betriebswirtschaftlich zu optimieren. Gesamtwirtschaftlich bieten Stromspeicher dabei im marktwirtschaftlichen Umfeld eine Möglichkeit zur Beschränkung des Risikos, d. h. bleibt die weitere Entwicklung der anderen Flexibilitäten zurück, können Stromspeicher die mittel- bis langfristige Lücke füllen.

Eine wichtige Voraussetzung für die zukünftige Wirtschaftlichkeit der Stromspeicher ist die erforderliche Kostendegression. Hierzu sind konkrete Strategien und Maßnahmen zur Einführung der Technologien gegebenenfalls durch eine politische Begleitung zu schaffen.

Der bestehende Rechtsrahmen für Errichtung und Betrieb von Stromspeichern stellt sich insgesamt als eher punktuell und teilweise uneinheitlich und damit ggf. wettbewerbsverzerrend dar. Die genehmigungsrechtliche Situation hängt stark von der jeweiligen Speichertechnologie ab. Der Gesetzgeber hat bereits eine Vielzahl von Fördermechanismen für Stromspeicher geschaffen und rechtliche Hemmnisse abgebaut. Eine Förderung für Speicher nach dem Vorbild des EEG bietet sich hierfür jedoch nicht an. Bei alledem sollte auch kein eigenes „Speichergesetz“ erarbeitet werden, wie es teilweise gefordert wird. Vielmehr erscheint eine Einbettung des Rechts für Speicher in die jeweils spezifischen Regelungen sinnvoller, weil derzeit noch viele

Unsicherheiten über den zukünftigen Speicherbedarf sowie die regulatorischen und marktlichen Rahmenbedingungen der künftigen Elektrizitätsversorgung bestehen. Um dennoch die notwendigen Erfahrungen zu sammeln und Wissenslücken zu schließen, sollte der künftige Rechtsrahmen eine gewisse Flexibilität bieten, verschiedene Entwicklungspfade erlauben und eine konkrete Erprobung ermöglichen, um ausreichend Perspektive und Planungssicherheit für die Entwicklung von Speicherlösungen, aber auch jeglicher anderer Flexibilitätsoptionen zu bieten.

Fazit

Literaturverzeichnis

- [Breuer et al. 2011] Breuer, C. et al.: Technical and Economic Comparison of National and Joint Cross-Border Curative Congestion Management Application. In: Proceedings of the Conference on European Energy Markets (EEM11) 2011. Zagreb, Kroatien.
- [BGH 2010] Bundesgerichtshof, Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht - Rechtsprechungs-Report (NVwZ-RR) 2010, S. 431 – 433.
- [BNetzA 2013] BNetzA, Beschluss vom 11.12.2013 – BK4-13-739.
- [BUND 2010] Bundesregierung. Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. September 2010.
- [BVerfG 1984] Bundesverfassungsrecht, Neue Juristische Wochenschrift (NJW) 1984, S. 1872 – 1873.
- [BVerwG 2005] Bundesverwaltungsgericht, Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht - Rechtsprechungs-Report (NVwZ-RR) 2005, S. 739 – 740.
- [Consentec/ Haubrich 2008] Consentec/ Haubrich, H.J.; Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs. Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2008.
- [Czychowski et al. 2010] Czychowski, M.; Reinhardt, M.: Wasserhaushaltsgesetz (WHG), 2. Auflage, München 2010.
- [Deutsche ÜNB 2012] 50Hertz, TenneT TSO, Amprion, TransnetBW: Netzentwicklungsplan 2012.
- [Drees et al. 2012] Drees, T.; Pape, C.; Breuer, C.; Gerhardt, N.; Sterner, M.; Moser, A.: Mittelfristiger Speicherbedarf und geeignete Standorte im Übertragungsnetz, VDE-Kongress 2012, Stuttgart, Deutschland, 05.11.-06.11.2012.
- [Eder et al. 2012] Eder, J.; Sösemann, F.: Die Festlegung der BNetzA zur § 19 StromNEV-Umlage – Hintergrund, Inhalt und rechtliche Einschätzung; Infrastrukturrecht (IR) 2012, S. 77 – 81.
- [EFZN 2013] Studie – Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit, 2013.
- [Eickmann et al. 2013] Eickmann, J.; Drees, T.; Sprey, J.; Moser, A.: Optimizing Storages for Transmission System Operation; 8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2013), Berlin, Deutschland, 18.11.-20.11.2013.
- [ENTSO-E 2012] ENTSO-E: Ten-Year Network Development Plan 2012. [Online – Stand 31.6.2012].
- [Frenz et al. 2011] Frenz, W.; Müggenborg, H.-J.: Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG), 2011.
- [Fuchs et al. 2012] Fuchs, G.; Lunz, B.; Leuthold, M.; Sauer, D.-U.: Technology Overview on Electricity Storage. ISEA, Aachen, Juni 2012.
- [Hermes et al. 2009] Hermes, R.; Ringelband, T.; Prousch, S.; Haubrich, H.-J.: Netzmodelle auf öffentlich zugänglicher Datenbasis. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Band 59 (2009), Heft 1/2, S. 76 – 78.

- [Mirbach 2009] Mirbach, T.: Marktsimulationsverfahren zur Untersuchung der Preisentwicklung im europäischen Strommarkt. Dissertation RWTH Aachen, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 128, 2009, Klingenberg Verlag, Deutschland.
- [Müller 2012] Müller, T.: Zur Speicherförderung aus rechtswissenschaftlicher Sicht, *Solarzeitalter (SZ)* 3/2012, S. 56-61.
- [Nitsch et al. 2010] Nitsch, J. et al. – DLR, IWES, IfnE: Leitstudie 2010 - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. 2010, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin, Deutschland.
- [Nitsch et al. 2012] Nitsch, J. et al. – DLR, IWES, IfnE: Leitstudie 2011 - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. 2012, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin, Deutschland.
- [Reuter 2013] Reuter, S.: Rechtsfragen bei der Zulassung von Pumpspeicherkraftwerken, *Zeitschrift für Umweltrecht (ZUR)* 2013, S. 458-467.
- [Roggenbau 1999] Roggenbau, M.: Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber zur Minutenreservehaltung in elektrischen Verbundsystemen, Bd. 57, *Aachener Beiträge zur Energieversorgung*, Hrsg., Aachen, 1999.
- [Sailer 2011] Sailer, F.: Die Speicherung von Elektrizität im Erneuerbare-Energien-Gesetz, *Zeitschrift für Neues Energierecht (ZNER)* 2011, S. 249-253.
- [Sailer 2012a] Sailer, F.: Das Recht der Energiespeicherung am Beispiel von Elektrizität, Thorsten, M. (Hrsg.), *20 Jahre Recht der Erneuerbaren Energien*, Baden-Baden 2012, S. 777-811.
- [Sailer 2012b] Sailer, F.: Das Recht der Energiespeicherung nach der Energiewende – die neuen Regelungen zur Stromspeicherung im EnWG und EEG, *Zeitschrift für Neues Energierecht (ZNER)* 2012, S. 153-162.
- [Witzenhausen et al. 2013] Witzenhausen, A.; Drees, T.; Breuer, C.; vom Stein, D.; Moser, A.: Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Speichertechnologien im mittelfristigen Zeitbereich. Internationaler ETG-Kongress 2013, Berlin, Deutschland, 05.11.-06.11.2013.