



[www.store-project.eu](http://www.store-project.eu)

**Facilitating energy storage to allow high penetration of variable Renewable Energy**

***Empfehlungen zur Anpassung der politischen und marktregulatorischen Rahmenbedingungen für Energiespeicher in Deutschland***



Co-funded by the Intelligent Energy Europe Programme of the European Union

## Danksagung

Dieser Bericht wurde im Rahmen des Projektes „Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent renewable energy“, kurz stoRE, verfasst. Dies sind die Logos der an diesem Projekt teilnehmenden Partner, über die weitere Informationen unter [www.store-project.eu](http://www.store-project.eu) erhältlich sind.



CENER

NATIONAL RENEWABLE ENERGY CENTRE



NTUA  
National Technical University of Athens



Februar 2014

Autor(en)		
Name	Organisation	E-Mail
Thomas Weiß	HSU	<a href="mailto:thomas.weiss@hsu-hh.de">thomas.weiss@hsu-hh.de</a>
Detlef Schulz	HSU	<a href="mailto:detlef.schulz@hsu-hh.de">detlef.schulz@hsu-hh.de</a>
Moritz Meister	Leuphana Universität Lüneburg*	<a href="mailto:meister@leuphana.de">meister@leuphana.de</a>

\* Innovations-Inkubator, TM 1.1/KT EnERgioN, Gefördert von der Europäischen Union aus Mitteln des Europäischen Fonds für Regionale Entwicklung (EFRE) sowie durch das Land Niedersachsen.



Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt ausschließlich bei den Autoren. Er spiegelt nicht notwendigerweise die Ansicht der Europäischen Union wider. Die EACI und die Europäische Kommission übernehmen keine Verantwortung für jegliche Nutzung der darin enthaltenen Informationen.

# Inhalt

<b>DANKSAGUNG .....</b>	<b>2</b>
<b>SUMMARY OF ACTIONS IN ENGLISH.....</b>	<b>4</b>
<b>1. EINLEITUNG .....</b>	<b>8</b>
<b>2. KONSULTATIONSPROZESS .....</b>	<b>9</b>
<b>3. HINDERNISSE FÜR DIE ERFORDERLICHE ENTWICKLUNG VON ENERGIESPEICHERN UND MÖGLICHE LÖSUNGSANSÄTZE.....</b>	<b>10</b>
<b>3.1. <u>Strategische Hindernisse</u>.....</b>	<b>12</b>
3.1.1. Mangel an klarem offiziellen Ziel für Speicherausbau .....	12
3.1.3. Opposition der Öffentlichkeit und Umweltbedenken gegen Pumpspeicherwerke .....	15
3.1.4. Hohe Kapitalkosten und Risiken für Investoren .....	16
3.1.5. Inadäquater Netzausbau zum Transport von erneuerbaren Energien in Nachbarländer .....	17
3.1.6. Mangel an Studien zu alternativen Flexibilitätsoptionen .....	18
3.1.7. Unsicherheiten bei Zulassungsverfahren / Umweltstandards / Wasserrahmenrichtlinie .....	19
3.1.8. Unsicherheiten aufgrund von Beihilfeverfahren sowie neuen Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien.....	20
<b>3.2. <u>Nationale Gesetzesanpassungen zur Speicherförderung</u>.....</b>	<b>21</b>
3.2.1. Kurzfristige Gesetzesanpassungen zur Speicherförderung .....	21
3.2.1.1 Klarstellung - Speicher sind keine Letztverbraucher .....	21
3.2.1.2 Alternative - Überarbeitung des § 118 Abs. 6 EnWG .....	22
3.2.1.3 Klarstellung der Ausschließlichkeitsanforderungen .....	22
3.2.1.4 Klarstellung zu EE-Speichern im Einspeisemanagement.....	23
3.2.2. Mittelfristige Gesetzesanpassungen zur Speicherförderung .....	24
3.2.2.1 Speicher-Bonus und Speicher-Prämie .....	24
3.2.2.3 Erweiterte Vergütung.....	25
3.2.2.4 Nachweiskonzept EE-Speicher .....	26
3.2.2.5 Vermutungsregelung für mehrseitig genutzte EE-Speicher.....	26
3.2.2.6 Ausschreibungsmodelle .....	27
3.2.2.7 Zwischenergebnis.....	27
3.2.3. Langfristige Gesetzesanpassung zur Speicherförderung.....	28
<b>4. ZUSAMMENFASSUNG.....</b>	<b>29</b>
<b>LITERATURVERZEICHNIS.....</b>	<b>30</b>

## Summary of actions in English

### Strategic barriers:

- **Lack of clear and official goal for needed energy storage extension**

Further assistance measures for the determination of a widely accepted minimum energy storage need. Following this an agreement of a minimum goal for the energy storage system development has to be made. This goal should be technology independent. Which technology will be used in the end should depend on a socio economic overall view of the particular site. Boost of the discussion in this field and founding of an expert panel to determine the minimum and to develop an implementation plan similar to the network development plan of the German transmission system operators (TSOs) [11]. Integration of experts and research institution that already published work in this field and that have current projects working on the subject (e.g. [12], [13]).

- **Lack of a clear definition of the role of ESS and competition with other technologies**

As there are already a variety of studies und scientific investigations on both mentioned topics, the outcomes of the already existing work should be analyzed and compared. The analyze of the studies should be made with a technical, an economical and a judicial background regarding energy storage. On the technical side the investigation should focus on the development of the energy storage needs in the short, medium and long term, which technologies and which alternatives for storing energy as well as for providing flexibility to system are and will be available. The cost the different options produce, on the industrial as well as on the politico economic side, should be the focus of the economical investigations. Furthermore possible market scenarios for energy storage systems should be analyzed as well. The judicial part should focus on the general juridical problems of energy storage systems (ESS) and summarize the possible improvement and changes proposed by the different authors. This should be made against the background of the discussion about new market designs and rules. A sketch of possible realization of such a research is shown in Fig. 3. For the realization of this research an expert panel should be founded.

- **Public opposition and environmental concerns**

During the consultation public opposition was identified as one of the major barriers for ESS and especially for pumped hydro energy storage (PHES) in Germany. As a possible action to overcome this barrier, campaigns for the information of the public should be started. In these campaigns, the focus should be especially on the role of bulk energy storage to support and to enable a high share of renewable energies – partly PHES are still linked with storing the unwanted energy from fossil fired power plants and especially nuclear power plants. Fostering the debate about the future energy storage needs for electricity supply systems with high shares of renewable

energy source electricity (RES-E) could lead to an improved public opinion – bulk energy storage should be seen as an enabler for this high share of renewable energy. An early involvement of the public on the ground in plans for new ESS projects could lead to a significant reduction of licensing times. The possibility of strategic environmental impact studies (EIS) should be taken into account by the government to avoid costly bad planning. The aim should be to come from an utility driven bottom-up to a authority driven top-down approach. Read more about this topic in [15]. Furthermore, at October 14<sup>th</sup> in 2013, within the directive 347/2013, “Projects of Common Interest” (PCI) have been selected and defined for the first time. These projects, including some PHES projects in Austria but none in Germany, get a special status and profit by a quicker application procedure (< 3.5 years). At the same time citizens get the opportunity to come into action – their involvement is mandatory from an early stage on and the modalities in case of a clash are defined more precisely than in the German legislation. Though in practice this means that applications can still be denied, even with a PCI project – in general an improvement of the situation is reckoned with.

- **High capital costs and risks for investors**

High capital costs/long amortization period and accordingly high risks for Investors was seen as second biggest barrier in the public consultation. Nevertheless there is broad agreement within the participants of the consultation that there should not be any fixed feed-in tariffs for consumed or produced energy of ESS to avoid a further distortion of the market. The focus should rather be on the harmonization of the European balancing energy markets [16], [17], and thus create new (trans-border) means of income. Already since a long period of time Austrian PHES systems are well established on the German market. To overcome the German but also the European energy storage needs, this trans-border provision of energy storage capacity will be crucial. At the end, all involved countries can benefit from this, see also [18].

- **Inadequate grid extension for the transport of renewable energies to neighboring countries**

Inadequate grid extension within Germany is only seen as a small barrier for the development of energy storage systems by the participants of the consultation. With the network development plans of the German TSOs there is good base for a fast and adequate grid extension for the inner-German energy transport. Due to the planning of some high voltage DC corridors from the north to the south of Germany the transport of renewable energies to the load centers can be granted.

When increasing the transmission capacity especially to Switzerland and Austria the full potential of PHES system in these countries (mostly with low capital costs) could be used and the surplus of energy in Germany could be stored without a high need of new installations. When looking at a scenario with 80 % renewable energies on the electricity production in Germany and 100 % in Austria, an extension of the transmission capacity from nowadays 2.2 GW to 9.2 GW (the expected installed power of PHES in Austria) the energy surplus in Germany could be reduced from 27 TWh to 9 TWh [18].

- **Lack of studies on alternative flexibility options**

Similar to the research initiative on energy storage of the German research ministries (BMU, BMWi, BMBf) further research and development in the area of alternative flexibility options has to be supported. The focus in the research should be on if and how the alternative can replace ancillary services normally provided by ESS. This option should be confronted with the energy storage needs and it should be defined, if and how much alternative options would make sense.

- **Uncertainties regarding licensing procedure/environmental standards/water framework directive**

Clear guidelines have to be made for the planning and realization of bulk energy storage projects to provide operators and investors with a certain security. Best practice guidelines have to be developed helping to foster the transition from developer led bottom-up to an authority driven top-down approach. An overview of the structure of such a top-down approach is shown in figure 1. A detailed description of the approach and background information can be found in [15].



Figure 1 Top-down Ansatz zur Erhöhung der Planungssicherheit bei der Planung und dem Bau von großtechnischen Energiespeichern [15]

## **National legal adaption for the facilitation of energy storage:**

The English summary of the legal adaption will only focus on the general structure of the recommendations as the direct actions focus on single sections of the German legislation.

- **Short term legal adaption**

Short term actions should be made regarding the classification of ESS as energy consumers under section 3 number 25 German Act on Electricity and Natural Gas Supply (EnWG). Energy storage systems, no matter what technology, should not be classified as final consumers.

As an alternative, section 118 paragraph 6 EnWG should be changed to allow all ESS to operate free of grid fees. Under current law only new and retrofitted ESS are freed from grid fees. In addition ESS have to feed the produced energy into the public grid. If not, they have to pay grid fees for the consumed energy. In contrast to this, ESS supplying areal grids can also be of value for society and should also be freed from grid fees.

Apart from the classification of ESS as energy consumer section 3 number 1 sentence 2 German Renewable Energy Sources Act (EEG), which handles the regulation for renewable energy storage systems, should be revised. Here a renewable ESS is an ESS that stores exclusively renewable energy and is regarded as renewable energy production unit. Nonetheless the term “exclusively” is not well defined and needs further clarification.

Further clarification needs to be done regarding the curtailment of renewable ESS in the wording in section 11 paragraph 1 sentence 3 EEG. Here the network operators are obliged to ensure a maximum of renewable energy in total. In order to include the special capabilities of renewable ESS into the curtailment process, it is important to clarify and specify the timeline of the optimisation obligation.

- **Medium term legal adaption**

Here three different supporting mechanisms for energy storage systems are presented. As a first possibility a bonus for services provided ESS could be introduced like it was done for wind turbines under sections 23-33 EEG (ancillary service bonus) or under section 33a-33i EEG (flexibility premium). A bonus would be suited to attach a particular energy storage technology to specific RES. A premium on the other hand would be well suited for a technology open support of ESS. The aim of both support mechanisms would be to reduce to cost for energy losses during the conversion. The third option to reduce these costs is the so called extended compensation. The advantage of this option is the consideration of the particular losses of a specific ESS. Thus the extended compensation is very well suited in order to prevent over or under compensation of ESS.

A further legal adaption needs to be done regarding the verification of a renewable ESS (RESS). The compensation for a RESS is only paid if the electricity is not transmitted through the grid of the general supply. This makes it especially for bulk energy storage systems nearly impossible to be handled as RESS. To enable these units to be considered as RESS a verification concept needs to be elaborated. The existing guarantees of origins for electricity from renewable energy sources (HKN) are not a viable option as they are not handed out most of the RES operators, since they receive a feed-in-tariff or the market premium under the current EEG support scheme. Hence a double measurement concept could be used instead of the HKN-system. Here a measurement would be made at the RES unit as well as at the ESS. Thereby it would be possible to ensure that no double compensation is made.

- **Long term legal adaption**

The authors of this report do not discuss particular long term legal adaptations as the development of the legal and especially the market framework is still highly uncertain. However it can be said, that the value of secure capacity and the value of flexibility need a completely new approach in an energy system based on RES. Due to the new challenges coming with a high penetration of RES, special attention should be paid to the unique abilities of ESS, while drafting the market design for a decarbonized European energy market.

# 1. Einleitung

In einem Energieversorgungssystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien (EE) gelten Energiespeicher als notwendig. Zu klären bleibt derzeit vor allem, ab welchem Jahr und wie viel zusätzliche Energiespeicher zukünftig benötigt werden und mit welchen Technologien dieser Speicherbedarf gedeckt werden kann. In Deutschland wurde diese Problematik grundsätzlich erkannt und die Ministerien BMWi, BMU sowie BMBF haben 2011 mit der Förderinitiative Energiespeicher ein erstes Zeichen gesetzt. Auch im neuen Forschungsrahmenprogramm der Europäischen Union (Horizon 2020) finden Energiespeicher große Resonanz. Nichtsdestotrotz ist die Entwicklung der benötigten Energiespeicherinfrastruktur aber unter den derzeitigen europäischen sowie nationalen Rahmenbedingungen nur schwer möglich.

Die Herausforderungen, denen Energiespeichersysteme momentan gegenüberstehen sind vielfältig und aus sowohl wirtschaftlichen, regulatorischen und gesetzlichen sowie auch persönlichen Bereichen. Am bedeutendsten sind hierbei wohl die Wettbewerbsfähigkeit und die Wirtschaftlichkeit, da sie für Investitionsentscheidungen ausschlaggebend sind. Direkt mit dieser Herausforderung verbunden ist die regulatorische Unsicherheit insbesondere bzgl. der großtechnischen Energiespeicherung. Nicht nur die zeit- und kostenintensiven Genehmigungsverfahren, sondern auch die den Börsenpreis drückenden Effekte der Einspeisevergütung von erneuerbaren Energieanlagen sorgen für Unsicherheit. Hinzu kommt, dass die Regelungen des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) bisher vor allem kleine Speicher ansprechen. Die gerade für großtechnische Speicher wichtige Anbindung der EE-Anlagen über das Netz der allgemeinen Versorgung ist bisher nicht vorgesehen.

Viele der erwähnten Hindernisse und Herausforderungen lassen sich auf die gegenwärtige Struktur der elektrischen Energiewirtschaft zurückführen. Mögliche Rollen der Energiespeicherung im Stromnetz sind nicht klar definiert und es gibt kein Standard-System für die Bewertung von Systemdienstleistungen, die von Energiespeichern erbracht werden können. Zudem gibt es abweichende Meinungen über die grenzüberschreitende Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie z.B. der Frequenzhaltung durch Regelleistungseinsatz.

Im Zuge des europäischen Forschungsprojekts „stoRE“ wurde der Effekt von wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen auf den Betrieb von bestehenden und die Entwicklung von neuen Energiespeichern auf europäischer Ebene und in den folgenden Ländern untersucht<sup>1</sup>: Dänemark, Deutschland, Griechenland, Irland, Österreich und Spanien.

---

<sup>1</sup> Genauere Informationen sind auf der Projekt-Homepage [www.store-project.eu](http://www.store-project.eu) zu finden



## 2. Konsultationsprozess

Um die angesprochenen Hürden und Herausforderungen für Energiespeicher in Deutschland in einem breiten Kreis von Experten aus Wissenschaft, Forschung, Entwicklung, Betreibern und Politik zu diskutieren und mögliche Lösungswege zu entwickeln, wurde im Zuge des EU-Projekts „stoRE“ eine öffentliche Konsultation durchgeführt.

In Deutschland wurde die öffentliche Konsultation folgendermaßen durchgeführt:

- Erstellung eines Online-Fragebogens<sup>2</sup> und eines unterstützenden Dokuments zu den Hindernissen und Erfordernissen<sup>3</sup> von und für großtechnische Energiespeicher in Deutschland sowie eines Kurzberichts zur Abschätzung des zukünftigen Speicherbedarfs in Deutschland<sup>4</sup>;
- Elektronische und postalische Verteilung der unterstützenden Dokumente an nationale Stakeholder und Einladung zu Teilnahme am Online-Fragebogen und an einem öffentlichen Workshop;
- Organisation eines öffentlichen Workshops bei dem die Ergebnisse der durchgeführten Analysen zum zukünftigen Speicherbedarf sowie vorläufige Ergebnisse des Online-Fragebogens präsentiert und diskutiert wurden. Der öffentliche Workshop fand am 12. September 2013 an der Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg im Rahmen der Konferenz zur Nachhaltigen Energieversorgung und Integration von Speichern (NEIS 2013) statt.<sup>5</sup>
- Aktualisierung des unterstützenden Dokuments unter Berücksichtigung der Ergebnisse des Fragebogens und der Diskussion während des Workshops.
- Durchführung von Experteninterviews zum aktualisierten Dokument und Einarbeitung von Kommentaren.

Bei dem vorliegenden Bericht handelt es sich um die finalisierte Fassung des unterstützenden Dokuments der öffentlichen Konsultation in Deutschland. Er fasst die wesentlichen Resultate der Analyse der deutschen Rahmenbedingungen zusammen und gibt einen Überblick über die Barrieren von Energiespeichern in Deutschland. Weiter werden, basierend auf den Ergebnissen der öffentlichen Konsultation, Empfehlungen abgegeben, wie diese Barrieren reduziert/überwunden werden können, um den zukünftigen Bedarf an Stromspeicherinfrastrukturen und dadurch eine hohe Durchdringung erneuerbarer Energien in der Stromversorgung zu ermöglichen und zu unterstützen [6].

---

<sup>2</sup> Der Fragebogen kann unter folgendem [Link](#) [1] eingesehen werden (Nutzer: 52jGuHwBHw, Passwort: wZTP7567)

<sup>3</sup> Das Dokument kann unter folgendem [Link](#) [2] eingesehen werden.

<sup>4</sup> Den Kurzbericht finden Sie unter folgendem [Link](#) [3]. Die ausführliche Version des Berichts ist in englischer Sprache unter folgendem [Link](#) [4] zu finden.

<sup>5</sup> Die Agenda und das Protokoll des Workshops sind auf der stoRE-Homepage unter folgendem [Link](#) [5] einsehbar.

### 3. Hindernisse für die erforderliche Entwicklung von Energiespeichern und mögliche Lösungsansätze

Die Analyse der Hindernisse und die möglichen Lösungsansätze sind in zwei Teilen dargestellt. Zum einen geht es um längerfristige und strategische Hindernisse, die mehr allgemeiner und struktureller Natur sind. Dazu zählen z.B. die Förderung der öffentlichen Diskussion über Energiespeicher, die Erarbeitung von klaren und verbindlichen Richtlinien für eine Entwicklung in den nächsten Jahrzehnten sowie die Förderung von Wissenschaft und Forschung. Zum anderen müssen durch kurzfristige Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen Anreize für Investoren geschaffen werden, in Energiespeicher zu investieren. Zumindest müssen die Gesetze soweit angepasst werden, dass Energiespeicher unter aktuellen marktregulatorischen Rahmenbedingungen wieder wirtschaftlich arbeiten können.

In den Abbildungen 1 und 2 sind die grundsätzlichen Ergebnisse der Konsultation aufgeführt. Abbildung 1 zeigt die Hindernisse (vollständige Liste, siehe [3]), die von den Teilnehmern als am gravierendsten eingeschätzt wurden. Vor allem die Konkurrenz mit anderen Technologien, die mangelnde Klarheit der regulatorischen Rahmenbedingungen und die unter anderem dadurch resultierende Zurückhaltung von Investoren wurden als die Hauptgründe für den zögerlichen Ausbau der Energiespeicherinfrastruktur identifiziert. Mangelnder Netzausbau, der durch die feste Einspeisevergütung von Strom aus erneuerbaren Quellen verzerrte Elektrizitätsmarkt, die mangelnde Wertschätzung der Dienstleistungen von Energiespeichern und die unzureichende Modellierung des Energieversorgungssystems wurden dabei als weniger starke Hindernisse angesehen.

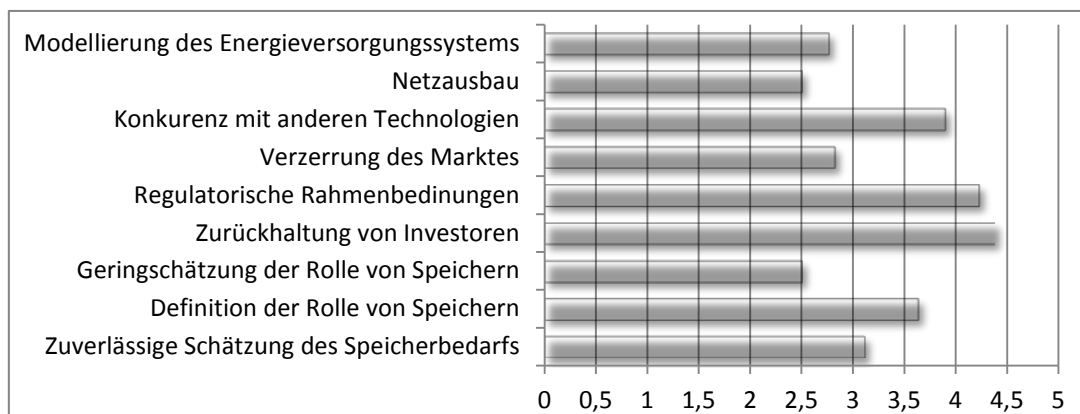
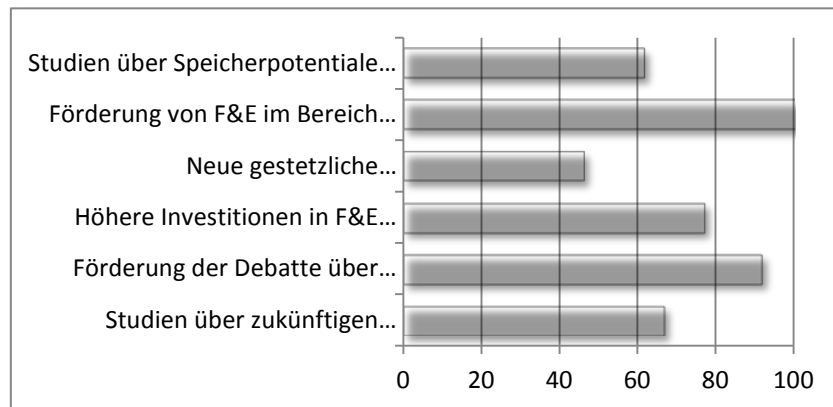


Abbildung 1 Am stärksten eingeschätzten Hindernisse für den Ausbau von großtechnischen Energiespeichern auf einer Skala von 0 (keinen Einfluss) bis 5 (starken Einfluss)

In Abbildung 2 ist die Zustimmung der Konsultationsteilnehmer zu unterschiedlichen Forderungen, die der Bundesregierung gestellt werden sollten im Zusammenhang mit dem zukünftigen Ausbau der Energiespeicherinfrastruktur aufgelistet. Hervorzuheben ist vor allem die Forderung aller Teilnehmer nach einer erhöhten Förderung von Forschungs- und Entwicklungsvorhaben im Bereich der alternativen Flexibilitätsoptionen. Zudem hat die Förderung der Debatte und die Verbesserung des Verständnisses über/von Energiespeicher einen sehr hohen Stellenwert. Alle in Abbildung 2 aufgelisteten Punkte werden im Folgenden

ausführlicher diskutiert und es werden mögliche Aktionen zur Erreichung dieser Ziele erörtert.



**Abbildung 2** Höchste Übereinstimmung der Teilnehmer der Konsultation mit Forderungen nach Förderung in den aufgeführten Punkten (Angaben in Prozent der Zustimmung)

## **3.1. Strategische Hindernisse**

### **3.1.1. Mangel an klarem offiziellen Ziel für Speicherausbau**

Zwar wird der Bedarf an Energiespeichern in Deutschland bei einem weiter voranschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energien in einem breiten Kreis von Experten aus Wissenschaft und Forschung bejaht, jedoch gibt es bei der erwarteten benötigten Kapazität erhebliche Unterschiede [4], [7], [8], [9]. Je nachdem welche Methodik für die Berechnung verwendet wurde, ob die Studien wirtschaftliche oder technische Optimierungsstrategien verfolgt haben, welche Entwicklungsszenarien angenommen wurden oder welche Rahmenbedingungen festgelegt wurden, entstehen teilweise erhebliche Unterschiede in den Ergebnissen. Daher gibt es eine Reihe von Studien mit unterschiedlichen Ansätzen und unterschiedlichen Ergebnissen, vgl. [10].

#### **Mögliche Aktionen zur Überwindung:**

Weitere Fördermaßnahmen sind zur Bestimmung eines weitläufig akzeptierten minimalen Speicherziels erforderlich. Aus diesen Fördermaßnahmen und aus bereits veröffentlichten Studien sollte eine Festlegung auf ein minimales Speicherziel resultieren. Dieses Speicherziel sollte primär technologieneutral sein und daher möglichst wirkungsgradbereinigt. Welche Technologie letztendlich zum Einsatz kommt, sollte von einer sozio-ökonomischen Gesamtbetrachtung des jeweiligen Standorts abhängig gemacht werden. Zudem sollte eine breite Diskussion mit Experten auf diesem Gebiet gefördert werden, evtl. auch Einrichtung eines Expertenforums zur Bestimmung dieses Minimums und zur Erarbeitung möglicher Umsetzungspläne ähnlich dem Netzentwicklungsplan der deutschen Übertragungsnetzbetreiber [11]. Zusätzlich sollte von Anfang an die Integration von Experten und Wissenschaftlern angestrebt werden, die sich mit dieser Thematik schon beschäftigt haben und dies in aktuellen Forschungsprojekten tun, vgl. Projekt „Roadmap Speicher“ [12] und Projekt „EnERgioN“ [13].

### **3.1.2. Mangelnde Definition der Rolle von Speichern und Konkurrenz mit anderen Technologien**

Wie in Abbildung 1 zu erkennen ist, wurden die mangelnde Definition der Rolle von Energiespeichern in Energieversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien und die Konkurrenz mit anderen Technologien als sehr wichtige Barrieren für die Entwicklung einer guten Energiespeicherinfrastruktur gesehen. Bei der Definition der Rolle von Energiespeichern fehlt momentan noch eine Übersicht über mögliche Einsatzgebiete von verschiedenen Speichertechnologien und der Systemdienstleistungen, die sie erbringen können. Dabei kann z.B. grob unterschieden werden zwischen den folgenden technischen Einsatzmöglichkeiten:

- a) Auf Erzeugungsebene zum Kraftwerksparkmanagement, als Reserve etc.
- b) Auf Übertragungsnetzebene zur Frequenzhaltung, Vermeidung von Netzausbau und/oder Investitionsverschiebung
- c) Auf Verteilnetzebene zur Spannungshaltung, Netzstützung und Regelleistung, etc.
- d) Auf Verbraucherebene zur Lastverschiebung, Kostenmanagement, etc.

Energiespeicher können weiterhin zur Lasterhöhung während hoher EE-Einspeisung beitragen. Dies kann entweder mit großen, zentralen Energiespeichersystemen (ESS) oder mit dezentralen Lastmanagementsystemen erfolgen.

Nichtsdestotrotz betreffen alle oben genannten Einsatzbereiche unterschiedliche Akteure und können so unterschiedliche Einflüsse auf die möglichen Systemdienstleistungen und die möglichen Kapitalflüsse haben.

Die Konkurrenz mit anderen Technologien ist ebenfalls unterschiedlich je nach Einsatzgebiet. Für die Bereitstellung von Spitzenlaststrom stehen die Energiespeicher in Konkurrenz mit schnell hochfahr- und regelbaren Kraftwerken wie Gas- oder GuD-Kraftwerken. Im Bereich der Flexibilitätsoptionen im Energieversorgungssystem stehen Energiespeicher flexiblen Kraftwerken, flexiblen EE-Anlagen und Lastverschiebungsoptionen wie Demand Side Management (DSM), Demand Side Integration (DSI) und Demand Side Respons (DSR) sowie Elektromobilität gegenüber. Letztere werden auch als Optionen für die Speicherung von Energie gesehen.

Trotz all dieser Optionen wird es einen Bedarf an Energiespeichern geben. Dabei wird es wichtig sein, die Möglichkeiten der einzelnen Optionen nach ihren sozio-ökonomischen Potentialen zu nutzen und zu fördern.

### **Mögliche Aktionen zur Überwindung:**

Da es schon eine Reihe von Studien und wissenschaftliche Untersuchung sowohl zu den unterschiedlichen Einsatzgebieten von Speichern als auch zu möglichen Alternativen zu Speichern gibt, müssen die Ergebnisse der einzelnen Studien zunächst verglichen und ausgewertet werden. Die Auswertung dieser Studien soll die technischen, wirtschaftlichen und auch rechtlichen Fragestellungen bedienen, die mit Stromspeichern in Verbindung gebracht werden. Bei den technischen Fragestellungen sollte untersucht werden, wie sich der Energiespeicherbedarf kurz-, mittel- und langfristig entwickelt, welche Technologien zur Deckung des Bedarfs zur Verfügung stehen und welche Alternativen sowohl für die Speicherung als auch für die Flexibilität des Elektrizitätsversorgungssystems zur Verfügung stehen. Die Kosten, die diese Entwicklungspfade betriebs- und volkswirtschaftlich erzeugen, müssen bei den wirtschaftlichen Aspekten untersucht werden. Dabei stehen auch mögliche Märkte für Energiespeicher im Fokus. Der rechtliche Teil muss sich den allgemeinen rechtlichen Fragestellungen, denen sich Stromspeicher in der aktuellen Gesetzeslage stellen müssen, widmen, Verbesserungsmöglichkeiten aufzeigen, sowie die aktuelle Diskussion über ein neues Marktdesign aufgreifen. Eine Skizze für die eine mögliche Umsetzung einer solchen Recherche ist in Abbildung 3 dargestellt. Zur Umsetzung sollte auch hier ein interdisziplinäres Expertengremium eingesetzt werden.

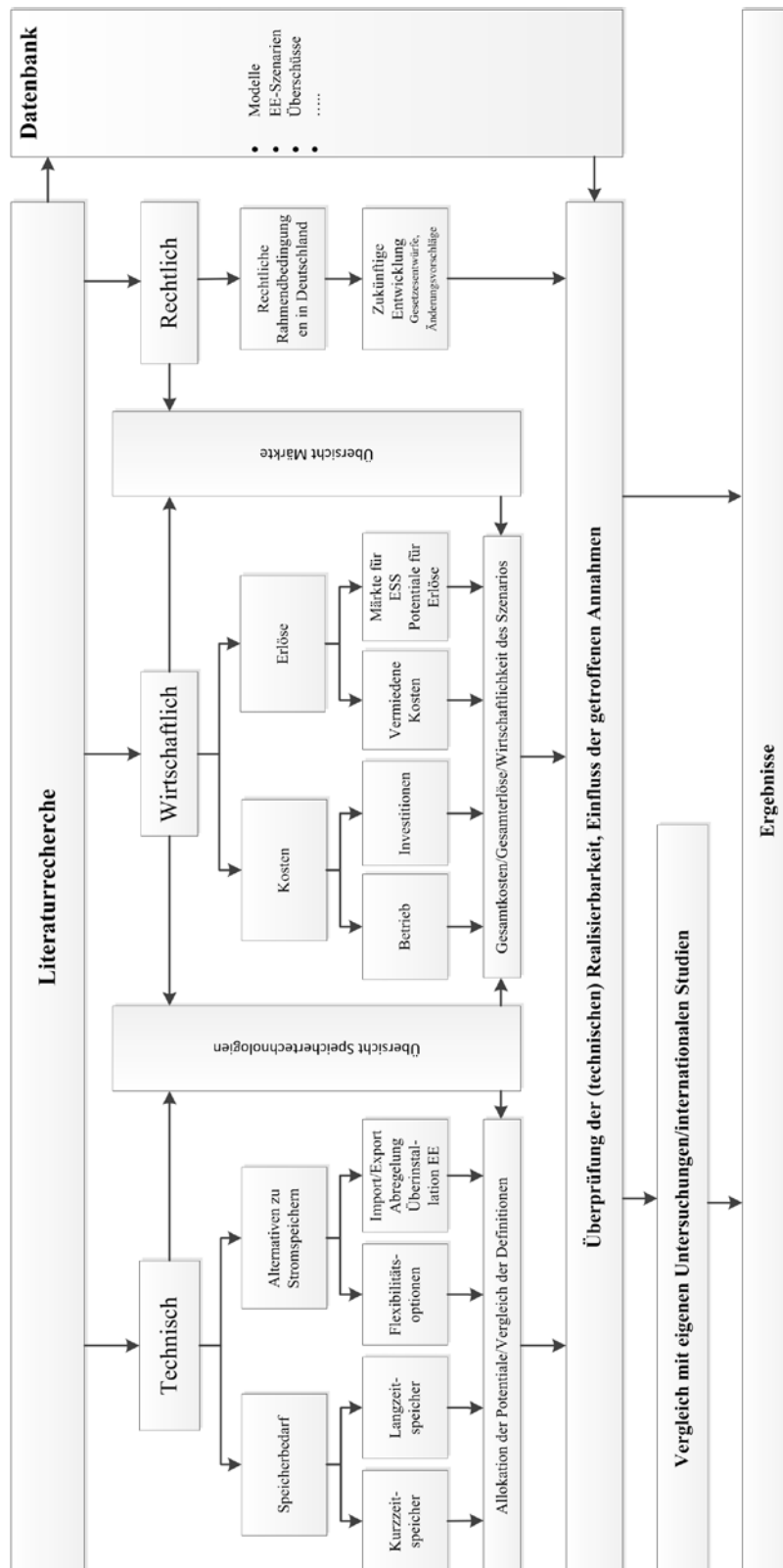


Abbildung 3 Mögliche Vorgehensweise zur Untersuchung der technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Optionen für Energiespeicher und der Alternativen

### **3.1.3. Opposition der Öffentlichkeit und Umweltbedenken gegen Pumpspeicherwerke**

So wie jedes Wasserkraftprojekt können auch Pumpspeicherwerke, je nach Design, einen mehr oder weniger großen Einfluss auf die Wasserqualität von Gewässern und bestehenden Ökosystemen haben [14]. Zusätzlich sind PSW komplexer im Design und Betrieb (Vereinigung von Erzeuger und Verbraucher) als viele andere Kraftwerke, was ebenfalls zu einer erhöhten Besorgnis bzw. Opposition von lokalen Gemeinschaften wegen möglicher negativer Auswirkungen auf die Umwelt und Wasserreserven führt. Zudem sind sich viele Akteure nicht über die Funktionsweise verschiedener Speicher bewusst. Oft ist der Gesamtzusammenhang zwischen Energiespeichern, deren technologischen Besonderheiten und den erneuerbaren Energien nicht einfach zu verstehen. Dies, zusammen mit anderen Faktoren wie der NYMBY-Mentalität („Not In My Back Yard“), führt zu steigenden Bedenken und Oppositionen in der Bevölkerung. Diese Opposition wird zusätzlich durch Naturverbände und NGOs unterstützt, die die großen Umweltschäden solcher Projekte anprangern. Eine Opposition der Öffentlichkeit kann die Zulassung signifikant verzögern bzw. den Betrieb verhindern.

#### **Mögliche Aktionen zur Überwindung:**

Die Opposition der Öffentlichkeit wurde im Zuge der Konsultation als ein Hauptproblem der für den großtechnischen Speicherausbau aber vor allem für den Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken (PSW) in Deutschland gesehen. Als mögliche Aktionen zur Überwindung sollten vor allem eine Aufklärung der Öffentlichkeit mittels geeigneter Kampagnen durchgeführt werden. Darin sollte speziell die Rolle von großtechnischen Speichern zur Unterstützung und Ermöglichung eines höheren Anteils erneuerbarer Energien klar gemacht werden – teilweise werden momentan PSW in Deutschland immer noch mit der Speicherung von ungeliebten Strom aus fossilen Kraftwerken oder Atomkraftwerken in Verbindung gebracht. Auch eine Verbreiterung und Förderung der Debatte über den zukünftigen Speicherbedarf für Stromsysteme mit einem hohen Anteil von EE könnte dazu beitragen die öffentliche Meinung zum Speicherausbau zu verbessern – großtechnische Energiespeicher sollten zukünftig als Speicher von erneuerbarem Strom wahrgenommen werden (s.a. Abschnitt über Vorschlag zum Konzept „Nachweis der EE-Speicherung“ in Kapitel 3.2.2.3)

Frühes Einbinden der Bevölkerung vor Ort in Pläne zu Speicherneubauprojekten könnte zu einer wesentlichen Verringerung der Zulassungszeiten führen. Auch die Möglichkeit der Durchführung von strategischen Umweltprüfungen sollte vom Gesetzgeber eruiert werden, um kostenintensive Fehlplanungen zu vermeiden. Ziel sollte es sein, sich von dem bisher verfolgten, Betreiber getriebenen, Bottom-Up Ansatz hin zu einem Gesetzgeber/Regulierer getriebenen-Top-Down Ansatz zu entwickeln. Siehe dazu ausführlich [15].

Des Weiteren wurden erstmals am 14. Oktober 2013 gemäß der Verordnung Nr. 347/2013 der EU europaweit „Projects of Common Interest“ (Projekte von übergeordnetem gemeinsamem Interesse) ausgewählt und definiert. Diese Projekte, darunter einige PSW-Projekte in Österreich (aber keines in Deutschland), bekommen einen Sonderstatus und profitieren von

beschleunigten Genehmigungsverfahren (Dauer < 3,5 Jahre). Zugleich erhalten aber auch Bürger die Möglichkeit einzugreifen – ihre Beteiligung ist ab einem sehr frühen Stadium der Entwicklung verpflichtend, die Modalitäten bei einem Streitfall werden klarer definiert und vereinfacht. In der Praxis bedeutet das natürlich auch, dass ein Verfahren auch bei einem PCI-Projekt scheitern kann – im generellen ist jedoch mit einer Verbesserung der Lage zu rechnen.

Des Weiteren könnte die Nutzung schon vorhandener Strukturen die Akzeptanz in der Öffentlichkeit erhöhen, da keine neuen Flächen „verbraucht“ würden. In dem Bereich der schon vorhandenen künstlichen Strukturen für PSW gibt es einige interessante Projekte. Zu nennen sind insbesondere die Installation von PSW in Tagebaurestlöchern [16] oder in ehemaligen Bergbauschächten [17] sowie die Nutzung der schon vorhandenen Struktur der Deutschen Wasserstraßen zur Energiespeicherung in PSW, d.h. der gezielte Umbau von Schleusen und Schiffshebewerken [13].

### **3.1.4. Hohe Kapitalkosten und Risiken für Investoren**

Aufgrund einer vergleichsweise hohen Kapitalintensität – die durchschnittlichen Investitionskosten liegen bei ca. 1000 €/kW, sind aber sehr vom Standort abhängig [6] – in Verbindung mit einer langen Konstruktions- und Abschreibungsdauer sind Investitionen gerade in PSW-Projekte für Investoren mit einem relativ hohen Risiko verbunden. Weitere Risiken liegen in den schwankenden Umsatzerlösen und der vorwiegenden Vermarktung auf Kurzfristmärkten, die häufig durch volatile Preise und relative kleine Handelsvolumina charakterisiert sind. Weiter sind die Einnahmen von PSW nicht vom absoluten Strompreisniveau sondern von Strompreisdifferenzen abhängig – pumpen zu Zeiten niedriger Last bzw. niedrigen Strompreisen und turbinieren zu Zeiten hoher Last bzw. hohen Strompreisen. Um die Wälzverluste (Wirkungsgrad durchschnittlich ca. 80 %) zu kompensieren muss der Strompreis mindestens 20 – 30 % niedriger sein als der Verkaufspreis oder die Speicherverluste müssen anderweitig ausgeglichen werden. Netzentgelte, zusätzliche Steuerbelastungen und Ausnahmen für bestimmte Technologien erhöhen diese notwendige Marge dementsprechend (siehe auch Abschnitt 3.2.1).

#### **Mögliche Aktionen zur Überwindung:**

Hohe Kapitalkosten, lange Abschreibungsdauern und dementsprechende Risiken für Investoren wurden im Zuge der öffentlichen Konsultation als zweitgrößte Barriere für den großtechnischen Speicherausbau auch in Deutschland wahrgenommen. Dennoch besteht unter den Teilnehmern der Konsultation Einvernehmen darüber, dass PSW/Energiespeicher nicht durch eigene Einspeisetarife/fixe Tarife für bezogene Energie gefördert werden sollten. Denkbar erscheint es jedoch eine Speicherförderung mit zwingender Bindung an die Einspeisevergütungen von EE-Anlagen aufzubauen (siehe dazu Abschnitt 3.2.2). Energiespeicher würden danach einen Teil ihrer Speicherverluste über Boni, Prämien oder erweiterte Vergütungen ersetzt bekommen, wenn sie nachweisen können Energie aus EE-Anlagen eingespeichert zu haben, für welche die EE-Anlagen selbst noch keine Vergütung erhalten haben. Die so ermöglichte Kombination von EE-Anlagen und Speichern kann nun leichter genutzt werden, um hochwertige Energieprodukte zu erstellen. Flankierend zu einer Speicherförderung über Boni oder Prämien sollten allerdings die Vermarktungsmöglichkeiten



für EE-Anlagen und Speicher verbessert werden. Wichtig erscheint daher z.B. die momentan viel diskutierte Harmonisierung und rechtliche Anpassung der europäischen Regelenergiemärkte, siehe [18], [19], durch welche den Energiespeichern zukünftig neue Möglichkeiten zur (grenzüberschreitenden) Einnahmengenerierung geschaffen werden. Bereits in der Vergangenheit haben sich z.B. österreichische PSW gut auf dem deutschen Markt etabliert. Zur Deckung des deutschen aber auch des gesamteuropäischen Speicherbedarfs wird diese grenzüberschreitende Bereitstellung von Speicherkapazitäten unentbehrlich. Zudem können alle beteiligten Länder davon profitieren, siehe auch [20], [21], [22], [23].

Des Weiteren sollten durch höhere Investitionen in die Forschung und Entwicklung von alternativen Speichertechnologien auch andere Technologien zur Marktreife gebracht werden. Besonders dezentrale Speichersysteme können hier eine entscheidende Rolle spielen. Dabei sollten die dezentralen Speichersysteme untersucht werden auf ihren möglichen Nutzen für Übertragungsnetzbetreiber, Verteilnetzbetreiber, Bilanzkreisverantwortliche, Energieversorger (privat wie industriell) sowie Stromkunden [38].

Auch die Kumulation von kleinen Energiespeichern im Haushaltsbereich könnte dazu beitragen die Variabilität von EE zu mindern und mehr Strom aus erneuerbaren Quellen ins Netz zu integrieren. Für kleine Energiespeicher im Haushaltsbereich in Verbindung mit Photovoltaikanlagen gibt es bereits das KfW-Programm „Programmnummer 275 - Finanzierung von stationären Batteriespeichersystemen in Verbindung mit einer Photovoltaikanlage“ [24]. Durch zinsgünstige Darlehen der KfW und durch Tilgungszuschüsse, die vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) finanziert werden, kommt es an dieser Stelle zur Unterstützung von stationären Batteriespeichersystemen in Verbindung mit Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 30 kWp. Damit ist das KfW-Programm 275 lediglich für vergleichsweise klein dimensionierte Speichertechnologien interessant [25].

Denkbar erscheint es daher ein ähnliches KfW-Programm auch für größer dimensionierte Speichertechnologien zu initiieren und so die Finanzierung der Speicherprojekte zu vereinfachen. Gerade für großtechnische Speicherlösungen erscheint es außerdem denkbar ein Finanzierungsprogramm im Rahmen der Europäischen Investitionsbank (EIB) zu initiieren. Ein solches Finanzierungsprogramm für großtechnische Speicherlösungen könnte die bereits bestehenden Programme der EIB zur Förderung nachhaltiger, wettbewerbsfähiger und sicherer Energieversorgung [26] ergänzen. Zu nennen sind hier insbesondere das Programm European Local Energy Assistance (ELENA) [27] und das Programm zur Förderung des Ausbaus Transeuropäischer Netze (TEN-E) [28].

### **3.1.5. Inadäquater Netzausbau zum Transport von erneuerbaren Energien in Nachbarländer**

Durch ihre hohe Flexibilität sind gerade PSW sehr gut zur Ausregelung der Schwankungen von variablen erneuerbaren Energien geeignet. Weiter bieten sie die Möglichkeit zukünftige EE-Überschüsseinspeisung zu speichern und zu späteren Zeitpunkten wieder zur Verfügung zu stellen. Gerade in diesem Bereich sind die großen und etablierten Speichertechnologien an

geologische Rahmenbedingungen gebunden, die in Deutschland nur in begrenztem Maßstab zur Verfügung stehen, z.B. bergiges Gelände für die Installation von Pumpspeicherkraftwerken. Nachbarländer wie Österreich und die Schweiz haben ein enormes Potential an Wasserkraft und an Speicherseen, die für den in Deutschland produzierten Überschuss an erneuerbaren Energien genutzt werden kann. Beide Länder könnten enorm von einer erhöhten Übertragungskapazität profitieren, siehe [20], [29].

### **Mögliche Aktionen zur Überwindung:**

Inadäquater Netzausbau in Deutschland wird von den Teilnehmern der Konsultation nur als geringe Barriere für den Speicherausbau in Deutschland gesehen. Mit den Netzentwicklungsplänen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber ist eine gute Grundlage für einen zügigen und adäquaten Netzausbau für den innerdeutschen Stromtransport gegeben. Durch die Planung verschiedener Hochspannungs-Gleichstrom-Korridore von Nord- nach Süddeutschland kann sichergestellt werden, dass die produzierte Energie aus erneuerbaren Energien wie Wind und Sonne zu den Lastzentren transportiert werden kann.

Durch die Erhöhung der Übertragungskapazitäten in die Schweiz und vor allem nach Österreich könnte jedoch das volle Potential der meist mit geringeren Kapitalkosten verbundenen PSW in diesen Ländern genutzt werden und der in Deutschland überschüssige Strom zwischengespeichert werden, ohne dass große Neubauten nötig wären. Bei einem Szenario mit 80 Prozent erneuerbaren Energien in Deutschland und Österreich würde eine Erhöhung der Übertragungskapazität von derzeit 2,2 GW auf 9,2 GW (die erwartete installierte Leistung von PSW in Österreich) die überschüssige Energie von 27 TWh auf 9 TWh reduzieren [20].

### **3.1.6. Mangel an Studien zu alternativen Flexibilitätsoptionen**

Dieser Punkt wurde im Zuge der Konsultation am bedeutendsten gesehen. 100 Prozent der Befragten stimmten zu, dass von Seiten der Bundesregierung ein größeres Augenmerk auf die Förderung von Forschung und Entwicklung alternativer Flexibilitätsoptionen [30], [31], [32] gelegt werden müsste, siehe Abbildung 2.

Es gibt wenig Zweifel über die Vorteile, die Energiespeicher in einem Energieversorgungssystem bringen können. Allerdings ermöglichen die bestehenden Rahmenbedingungen es den verschiedenen Akteuren der liberalisierten Energiewirtschaft nicht immer den technischen Nutzen eines Energiespeichers auch in einen wirtschaftlichen Vorteil zu übersetzen. Es sollte daher klar herausgearbeitet werden an welchen Stellen durch die Installation von Speichern technische Vorteile für das Gesamtsystem entstehen. Sodann sollten Regelungen getroffen werden die es erlauben den technischen Vorteil in einen wirtschaftlichen Vorteil zu übersetzen. Wichtig ist es dabei die Wechselwirkungen mit anderen Flexibilitätsoptionen und systemdienlichen Verhaltensweisen zu beachten. Denn Energiespeicher sind nur eine von vielen Technologien zur Steigerung der Flexibilität im Stromnetz und zur Erhöhung der möglichen Einspeisung von erneuerbaren Energien. Die Akteure der Energiewirtschaft haben viele „Flexibilitätsoptionen“ um einen hohen Anteil von EE zu gewährleisten, die teilweise auch kostengünstiger sein können als großtechnische Energiespeicher (z.B. flexible

Erzeugung und Verbrauch, Abregelung von EE-Anlagen, Wasserstoff oder Methan als Treibstoff, Elektromobilität, Wärmespeicher usw.).

#### **Mögliche Aktionen zur Überwindung:**

Ähnlich der Förderinitiative Energiespeicher der Bundesministerien BMU, BMWi und BMWf muss weitere Forschung und Entwicklung im Bereich der alternativen Flexibilitätsoptionen gefördert werden. Dabei muss vor allem darauf geachtet werden, inwiefern diese alternativen Flexibilitätsoptionen Systemdienstleistungen von Energiespeichern ersetzen können. Diese Möglichkeiten müssen dem Bedarf an Energiespeichern gegenübergestellt werden und es muss herausgearbeitet werden, ob und wie viele alternative Optionen überhaupt sinnvoll wären.

### **3.1.7. Unsicherheiten bei Zulassungsverfahren / Umweltstandards / Wasserrahmenrichtlinie**

Zur Erreichung der gesetzten Umweltziele – einen „guten ökologischen und chemischen Zustand“ der Gewässer bis 2015 zu gewährleisten – beeinflusst die Wasserrahmenrichtlinie (Richtlinie 2000/60/EG) via ihre Umsetzung im deutschen Wasserhaushaltsgesetz (WHG) die Nutzung der Wasserkraft auch in Deutschland. Nebst zusätzlicher Anforderungen an bestehende Kraftwerke (z.B. Restwassermengen, Fischaufstieg etc.) stellt besonders das Verschlechterungsverbot, also der Erhalt des Zustands bzw. der Funktionen ökologisch wertvoller Gewässer-Abschnitte für PSW-Neubauprojekte (und Allgemein Wasserkraftprojekte) eine zusätzliche Herausforderung dar [33]. Zudem fehlt oft die Klarheit bei einer Kraftwerkserweiterung. Zwar werden Vergrößerungen von Energiespeicherwerken von z.B. den Netzentgelten und der Stromsteuer befreit, jedoch kann ein Zubau u.U. sogar dazu führen, dass neue Zulassungsverfahren für das gesamte Kraftwerk durchgeführt werden müssen und die Gefahr besteht, die Zulassung auch für den schon bestehenden Energiespeicher zu verlieren.

#### **Mögliche Aktionen zur Überwindung:**

Ähnlich wie im Punkt „Opposition der Öffentlichkeit und Umweltbedenken“ müssen hier klare Richtlinien geschaffen werden, die für Betreiber und Investoren Sicherheit in der Planung und Umsetzung von PSW herstellen. Vor allem müssen Best-Practice Guidelines entwickelt werden, die die Umstellung von einem Entwickler getriebenen Bottom-up Ansatz in Richtung eines Gesetzgeber-getriebenen Top-down Ansatzes erleichtern. Eine Übersicht über diesen Top-down Ansatz ist in Abbildung 4 dargestellt. Eine ausführliche Beschreibung des Ansatzes findet sich in [15]. Der Hintergrund dafür ist, dass Zulassungsverfahren für große, geografisch ausgedehnte Projekte wie großtechnische PSW lange und aufwendig sein können. Vor allem die Umweltverträglichkeitsprüfung kann langwierig und sehr kostspielig sein. In diesem Zusammenhang wurden eine ausgedehnte Stakeholder-Konsultation mehrere Round Table Diskussionen durchgeführt. Die Ergebnisse wurden analysiert und Empfehlungen erarbeitet. Die Empfehlungen zielen auf eine Vereinfachung des Zulassungsverfahrens bei gleichzeitig vollem Schutz der Umwelt. In kurzen Stichpunkten könne die Empfehlungen wie folgt zusammengefasst werden (ein ausführlicher Bericht ist auf der Homepage des store-Projekts erhältlich [15]):

- Herausstellung eines klaren Bedarfs an Speichern
- Entwicklung von Plänen und Programmen
- Identifizierung von geeigneten Standorten auf strategischer Ebene und nicht betreibergetrieben
- Entwicklung klarer Richtlinien und Dokumentation von bewährten Methoden
- Erleichterung der Planungs- und Zulassungsverfahren

Ein weiterer Bericht speziell über die Planung und Umsetzung von PSW in umwelttechnisch sensiblen Regionen ist kurz vor der Fertigstellung (Originaltitel: Guidance for the development of pumped hydro facilities in environmentally sensitive areas).



Abbildung 4 Top-down Ansatz zur Erhöhung der Planungssicherheit bei der Planung und dem Bau von großtechnischen Energiespeichern wie PSW [15]

### 3.1.8. Unsicherheiten aufgrund von Beihilfeverfahren sowie neuen Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien

Zusätzlich zu den bestehenden Unsicherheiten ergibt sich insbesondere aufgrund des jüngst durch die Generaldirektion Wettbewerb der Europäische Kommission eröffnete Beihilfeverfahren gegen das deutsche Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2012) neue Unsicherheit inwieweit die Mitgliedstaaten innovative Technologien wie Energiespeicher für erneuerbare Energien in Zukunft noch fördern dürfen. Seit dem Preußen-Elektra Urteil des EuGH im Jahr 2001 konnte im Allgemeinen davon ausgegangen werden, dass es sich bei den im EEG verankerten Fördermechanismen nicht um Beihilfen im Sinne des EGV bzw. dem AEUV handelt. Dennoch hat die Europäische Kommission nun ein Beihilfeverfahren gegen die Bundesrepublik Deutschland eröffnet [34]. Gleichzeitig wird ein umfangreicher Prozess zur Modernisierung des EU-Beihilferechts durchgeführt [35]. Teil dieses Prozesses ist insbesondere auch Erarbeitung neuer Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien [36]. In den Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien wird festgelegt unter welchen Voraussetzungen von einer Vereinbarkeit von Beihilfen mit dem europäischen Binnenmarkt ausgegangen werden kann. Es ist unklar inwieweit von diesen - in der aktuellen Entwurfsfassung problematisch detaillierten - Leitlinien in Zukunft auch eine Steuerungswirkung für die Speicherförderung in Deutschland ausgehen wird. Entscheidend ist dabei nicht nur der Inhalt der neuen Energie- und Beihilfeleitlinien, sondern auch inwieweit die verschiedenen nationalen Fördermechanismen in Zukunft als Beihilfe angesehen werden [37]. Vieles deutet darauf hin, dass die Europäische Kommission in Zukunft sehr viel restriktiver mit der Förderung von erneuerbaren Energien verfahren möchte. Inwieweit dieses Vorgehen mit dem europäischen Primärrecht vereinbar ist, ist jedoch fraglich. Dennoch geht von der Debatte und den laufenden Verfahren eine nicht zu unterschätzende Verunsicherungswirkung auf die Marktteilnehmer auch mit Blick auf Investitionen in Speichertechnologien aus.

## **3.2. Nationale Gesetzesanpassungen zur Speicherförderung**

Mit Blick auf die bereits seit geraumer Zeit laufenden Diskussionen über ein neues Marktdesign für das Energiesystem in Deutschland soll an dieser Stelle zunächst der aktuelle Stand der Rechtslage, die enthaltenen Rechtsunsicherheiten und mögliche Gesetzesanpassungen dargestellt werden. Die benannten kurzfristigen Gesetzesanpassungen könnten bereits mit der Novelle des EEG im Jahr 2014 (EEG 2.0) umgesetzt werden und für erste wichtige Klärungen im Bereich des Rechts der Energiespeicherung führen. Aufbauend auf dem in der Entwicklung befindlichen EEG 2014 und bestehenden sowie ggf. neu zu schaffenden Verordnungsermächtigungen könnten mittelfristig, d.h. ab dem Jahr 2015, weitere Anpassungen des Rechtsrahmens folgen, die eine strukturierte Speicherförderung vorantreiben und deren Grundstrukturen in ein langfristig neu geschaffenes Marktdesign überführen. Aufgrund der aktuellen Begrenzung der Laufzeit der Reservekraftwerksverordnung (ResKV) bis zum Jahr 2017 und Stimmen in der Diskussion über ein neues Marktdesign wird im Weiteren davon ausgegangen, dass die Einführung eines neuen Marktdesigns erst im Laufe des Jahres 2017 erfolgt. Die in diesem Kontext notwendigen und je nach gewähltem Marktdesign sehr umfangreichen gesetzlichen Anpassungen sollen an dieser Stelle nicht weiter erläutert werden.

### **3.2.1. Kurzfristige Gesetzesanpassungen zur Speicherförderung**

Kurzfristig kann der Gesetz- und Verordnungsgeber vor allem bestehende Rechtsunsicherheiten beseitigen, indem unklarer Wortlaut von Normen klarer gefasst und mithin Rechtsicherheit für Investoren und Speicherbetreiber geschaffen wird. Auch kann der Anwendungsbereich bestehender Normen erweitert werden, um eine technologieoffene Speicherförderung zu ermöglichen. Unklarer Wortlaut und Möglichkeiten zur Erweiterung des Anwendungsbereichs bestehender Normen finden sich vor allem in Normen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV), dem Kraftwärmekopplungsgesetz (KWKG), der Konzessionsabgabenverordnung (KAV), dem Stromsteuergesetz (StromStG) und der Stromsteuer-Durchführungsverordnung (StromStV) sowie dem EEG 2012 [40], [41], [43], [44], [45], [46], [47], [48], [49], [63].

#### **3.2.1.1 Klarstellung - Speicher sind keine Letztverbraucher**

Die bestehende Rechtsunsicherheiten für Speicher lassen sich größtenteils dadurch beseitigen, dass Speicher klar von Letztverbrauchern abgegrenzt werden [40], [41]. Für eine solche Regelung spricht, dass Speicher letztlich dazu dienen, Elektrizität dann verfügbar zu machen, wenn sie am meisten benötigt wird [40], [41]. Die Einspeicherung von Elektrizität ist dabei lediglich ein Zwischenschritt und eben gerade kein Letztverbrauch [40], [41]. Da der Bundesgerichtshof im Jahre 2009 entschied, dass es sich bei einem Pumpspeicherwerk um einen Letztverbraucher i.S.d. § 3 Nr. 25 EnWG handele [42] erscheint eine solche gesetzliche Klarstellung auch dringend geboten. Der Rechtsrahmen wird ansonsten nur schwerlich der wichtigen Rolle der Speicher als Teil der Wertschöpfungskette gerecht [40], [41]. Entsprechende Regelungen könnten in das EnWG und ggf. auch in das StromStG eingefügt werden.

### **3.2.1.2 Alternative - Überarbeitung des § 118 Abs. 6 EnWG**

Ein erster möglicher Anknüpfungspunkt für eine verbesserte Speicherförderung ist § 118 Abs. 6 EnWG. Dieser zielt in erster Linie auf eine Förderung von Speichern durch Befreiung von Netzentgelten und ist mit einigen Einschränkungen und Unklarheiten belegt [40], [41], [43], [44], [45], [46], [47], [48], [49], [63].

§ 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG bezieht sich zunächst auf alle Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, die innerhalb von 15 Jahren ab Sommer 2011 in Betrieb genommen wurden und werden. Diese Anlagen werden für 20 Jahre von der Pflicht zur Zahlung von Netzentgelten für den Bezug der zu speichernden Energie befreit. Aufgrund der langen Planungs- und Bauzeiten - gerade von großtechnischen Speicherlösungen - und ihrer Langlebigkeit, könnte es die Finanzierung der Speicherlösungen deutlich erleichtern, wenn die Begrenzung der Netzentgeltbefreiung auf 20 Jahre gestrichen würde. Die 15-Jahresfrist sollte jedoch zunächst beibehalten werden. Eine Verlängerung der 15-Jahresfrist ist nämlich insoweit nicht sinnvoll, als dass sonst keine Beschleunigungswirkung mehr von § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG ausgehen kann.

§ 118 Abs. 6 Satz 2 EnWG begünstigt die Aufrüstung von bestehenden PSW ebenfalls mit einer Befreiung von Netzentgelten. An dieser Stelle sollte überlegt werden, ob nicht alle Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie von § 118 Abs. 6 Satz 2 EnWG profitieren sollten. Eine Anpassung des § 118 Abs. 6 Satz 2 EnWG als Fortführung des § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG für Altanlagen wäre ohne große systematische Brüche möglich. Auf eine technologieoffene Ausgestaltung des § 118 Abs. 6 zielte schon ein Vorschlag des Bundesrates zur Neuformulierung des § 118 Abs. 6 EnWG vom 12.10.2012 [51].

Komplett überdacht werden sollte auch die Regelung in § 118 Abs. 6 Satz 3 EnWG, nach welcher eine Ausspeisung der gespeicherten elektrischen Energie in das Netz der allgemeinen Versorgung Bedingung der Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG ist. Eine Nutzung des Speichers zur Versorgung von nahe gelegenen (Groß-)Verbrauchern in Arealnetzen kann unter Umständen ebenfalls volkswirtschaftlich sinnvoll sein. Da bei einer Nutzung des Speichers notwendigerweise Speicherverluste auftreten, ist auch nicht ersichtlich, dass eine in diesem Sinne erweiterte Anwendung der Netzentgeltbefreiung in § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG zu missbräuchlichen Umgehungen der Pflichten zur Zahlung von Netzentgelten durch die über ein Arealnetz versorgten Verbraucher erfolgt. Bisher dürfen nur Anlagen i.S.d. §§ 118 Abs. 6 Satz 7 und 8 EnWG in ein anderes Netz als das Netz der allgemeinen Versorgung ausspeisen.

### **3.2.1.3 Klarstellung der Ausschließlichkeitsanforderungen**

Ebenfalls kurzfristig anpassen bzw. klarstellen sollte der Gesetzgeber das Postulat der Ausschließlichkeit in § 3 Nr. 1 Satz 2 EEG 2012. Hiernach gelten auch solche Einrichtungen als Anlagen i.S.d. EEG 2012, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln (EE-Speicher). In der aktuellen Schreibweise ist nicht klar ersichtlich, worauf sich „ausschließlich“ bezieht [40], [44], [45], [46], [52]. Hieraus ergeben sich insbesondere Unklarheiten hinsichtlich der Behandlung von EE-Speichern im Rahmen der §§ 5, 8 und 16 EEG 2012. Eine Klarstellung an dieser Stelle erscheint daher sinnvoll [44], [45], [46], [52].

### 3.2.1.4 Klarstellung zu EE-Speichern im Einspeisemanagement

Eine letzte kurzfristige Anpassung erscheint darüber hinaus in Bezug auf § 11 Abs. 1 Satz 3 EEG 2012 sinnvoll. Hiernach ist es nämlich unklar, ob der Wortlaut auch EE-Speicher erfasst oder nicht. Darüber hinaus ist unklar, ob sich das Kriterium der „insgesamt größtmöglichen Strommenge aus erneuerbaren Energien“ auf einen Zeitpunkt oder auf einen Zeitraum bezieht. Gemäß § 11 Abs. 1 Satz 3 EEG 2012 müssen die Netzbetreiber im Rahmen des Einspeisemanagements sicherstellen, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird. Die Rechtsunsicherheit hinsichtlich der Anwendbarkeit dieser Norm auf EE-Speicher ergibt sich aus einer Kombination unterschiedlicher Begrifflichkeiten in § 3 Nr. 1 Satz 2 EEG 2012, § 3 Nr. 3 EEG 2012, § 6 Abs. 1 EEG 2012 und § 11 Abs. 1 Satz 3 EEG 2012. § 11 Abs. 1 Satz 3 EEG 2012 bezieht sich zunächst nur auf die „Strommenge aus erneuerbaren Energien“. Der Begriff „erneuerbare Energien“ ist legal definiert in § 3 Nr. 3 EEG 2012 als Wasserkraft einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie, Windenergie, solare Strahlungsenergie, Geothermie, Energie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie. Die Fiktion in § 3 Nr. 1 Satz 2 EEG 2012 bezieht sich daher zunächst nur auf den Anlagenbegriff. EE-Speicher gelten demnach zwar als Anlagen im Sinne des EEG, d.h. als Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas. Erneuerbare Energien im Sinne des § 3 Nr. 3 EEG 2012 nutzen sie jedoch nicht, da sie weder Wasserkraft noch Windenergie oder eine der anderen genannten direkt nutzen. Vielmehr nutzen EE-Speicher nur den Strom aus Erneuerbaren Energien. Fraglich ist allerdings was in § 11 Abs. 3 Satz 1 EEG 2012 unter den Begriff der „Strommenge“ fällt. Zwar wird der Begriff der „Strommenge“ an vielen Stellen des EEG 2012 gebraucht. Allerdings wird er nur in § 11 Abs. 1 Satz 3 EEG 2012 mit dem Zusatz „aus erneuerbaren Energien“ gebraucht. Dies könnte dafür sprechen, dass der Gesetzgeber an dieser Stelle nur direkt aus erneuerbaren Energien gewonnenen Strom erfassen und zwischengespeicherten Strom gerade nicht als Teil der insofern qualifizierten „Strommenge“ verstanden wissen wollte. Gegen eine solche Auslegung spricht jedoch, dass § 6 Abs. 1 EEG 2012 grundsätzlich alle Anlagenbetreiber mit Anlagen größer als 100 kW verpflichtet, ihre Anlagen mit technischen Einrichtungen auszustatten, die es dem Netzbetreiber ermöglichen die Anlagen in das Einspeisemanagement einzubeziehen [31]. Aufgrund der Fiktion in § 3 Nr.1 Satz 2 EEG 2012 sind hiervon grundsätzlich auch EE-Speicher erfasst. Sind EE-Speicher nach § 3 Nr. 1 Satz 2 i.V.m. § 6 Abs. 1 EEG 2012 aber mit Einrichtungen zur Teilnahme am Einspeisemanagement auszustatten, so ist nicht ersichtlich, warum sie nicht ebenfalls von § 11 Abs. 1 Satz 3 EEG 2012 erfasst werden sollten. Aufgrund des insofern dennoch nicht klaren Wortlauts sollte § 11 Abs. 1 Satz 3 EEG 2012 wie folgt klargestellt werden: Statt „Strommenge aus erneuerbaren Energien“ sollte sich § 11 Abs. 1 Satz 3 EEG 2012 auf „Strommenge aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien“ beziehen. Nur bei einem insofern geänderten Wortlaut kann sichergestellt werden, dass nach § 6 Abs. 1 EEG 2012 ausgestattete EE-Speicher im Rahmen von Einspeisemanagementmaßnahmen der Netzbetreiber auch sinnvoll genutzt werden. Bei der bisherigen Rechtslage ist unklar, ob und wie EE-Speicher im Rahmen des Einspeisemanagements überhaupt zur Lösung von Netzengpässen herangezogen werden können und müssen.

### 3.2.2. Mittelfristige Gesetzesanpassungen zur Speicherförderung

Von vielen Seiten wird die bisher wenig systematische Förderung und Einbettung von Speichern in den Rechtsrahmen bemängelt und immer wieder auf das Problem der an keiner Stelle explizit adressierten Speicherverluste hingewiesen [40], [43], [44], [45], [46], [47], [48], [49], [50], [63]. Eine systematische Förderung von Speichern könnte mittelfristig in die bestehende Systematik des EEG eingefügt werden. Dies ist insbesondere möglich, da bereits an anderen Stellen Mechanismen geschaffen wurden, um EE-Anlagen mit netzdienlichen technischen Fähigkeiten zu fördern. So wurde zum Beispiel der Systemdienstleistungsbonus (SDL-Bonus) für Windkraftanlagen mit zusätzlichen netzdienlichen Eigenschaften in den Abschnitt der besonderen Vergütungsvorschriften (§§ 23-33 EEG 2012) eingefügt. In den Abschnitt der Direktvermarktung (§§ 33a-33i EEG 2012) wurde hingegen eine Flexibilitätsprämie für die bedarfsorientierte Einspeisung durch Biogasanlagen integriert. Anknüpfend an diese bereits bestehenden Strukturen zur Förderung netzdienlichen Verhaltens von EE-Anlagen könnte mittelfristig auch eine systematische Förderung von EE-Speichern aufgebaut werden [47], [48], [49].

#### 3.2.2.1 Speicher-Bonus und Speicher-Prämie

Diese könnte entweder auf Grundlage eines Speicherbonus, vergleichbar dem SDL-Bonus, oder aber auf Grundlage einer Speicherprämie, vergleichbar der Flexibilitätsprämie, erfolgen [47], [48], [49]. Während ein Speicher-Bonus im Rahmen der besonderen Vergütungsvoraussetzungen geeignet wäre, einen bestimmten Speicher einem spezifischen Typ von EE-Anlage zuzuordnen, wäre eine Speicher-Prämie im Rahmen der Vorschriften zur Direktvermarktung besonders für eine technologieoffene Förderung von EE-Speichern geeignet.

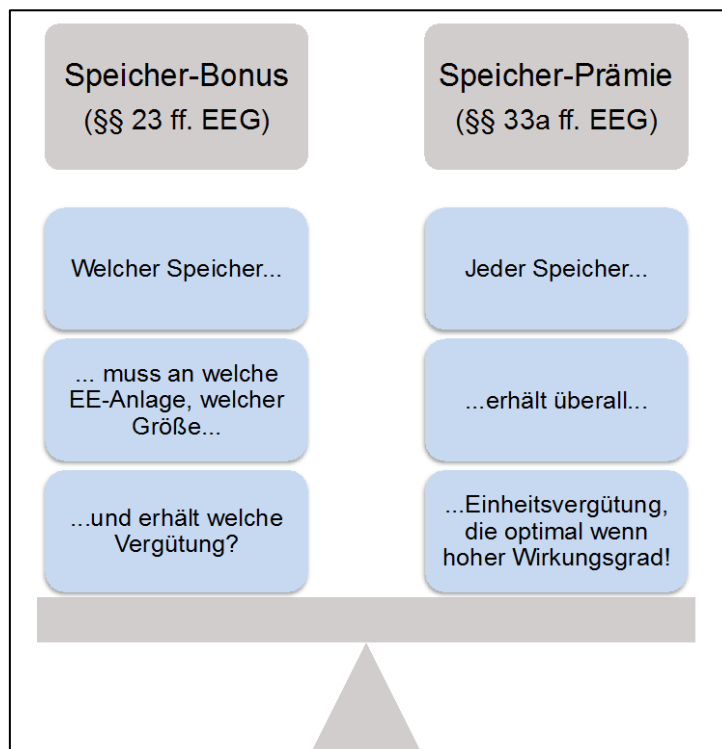


Abbildung 5 Systematische Speicherförderung über Speicher-Bonus und Speicher-Prämie



Sowohl Speicher-Bonus als auch Speicher-Prämie hätten das Ziel, einen Großteil der Speicherverluste der jeweiligen Speicher-Lösung finanziell auszugleichen. Allerdings sollten die entstehenden Speicherverluste nicht vollständig ausgeglichen werden. Denn sonst bestünde kein Anreiz, zwischen Zeiten zu unterscheiden, in denen es sinnvoll ist auf den EE-Speicher zuzugreifen, und Zeiten, in denen das nicht der Fall ist. Obschon die Speicherverluste nicht vollständig ausgeglichen werden würden, könnten Speicher-Bonus und Speicher-Prämie dazu beitragen, die sonst nicht darstellbaren Speicherverluste finanziell zu kompensieren. Da gerade die Ausgestaltungen von anlagentypspezifischen Regelungen wie dem Speicher-Bonus einen nicht unerheblichen Regelungsaufwand bedeutet, könnte eine systematische Förderung von Speichern über bekannte Mechanismen des EEG wohl nur mittelfristig umgesetzt werden. Schwierig wird es insbesondere sein, die Höhe des Speicher-Bonus und der Speicher-Prämie passgenau festzulegen [47], [48].

### 3.2.2.3 Erweiterte Vergütung

Passgenauer als Speicher-Prämie oder Speicher-Bonus könnte an dieser Stelle die so genannte erweiterte Vergütung sein. Die erweiterte Vergütung würde an die Regelungen in § 16 Abs. 2 EEG 2012 und der dort geregelten Weitergabe des Vergütungsanspruchs des Betreibers der EE-Anlage an den Betreiber des EE-Speichers anknüpfen. Aufgrund dieser bloßen Weitergabe des Vergütungsanspruchs des EE-Anlagenbetreibers an den EE-Speicherbetreiber kann der Speicherbetreiber die bei ihm entstehenden Speicherverluste nicht darstellen. Auf diese Weise wird zwar dem Doppelvermarktungsverbot umfangreich Rechnung getragen. Allerdings kommt zu einer teilweise deutlichen Entwertung des weitergeleiteten Vergütungsanspruchs. Genau hier würde die sogenannte erweiterte Vergütung ansetzen. Ebenso wie Speicher-Bonus und Speicher-Prämie wäre auch die erweiterte Vergütung allein darauf gerichtet, einen Teil der Speicherverluste monetär auszugleichen.

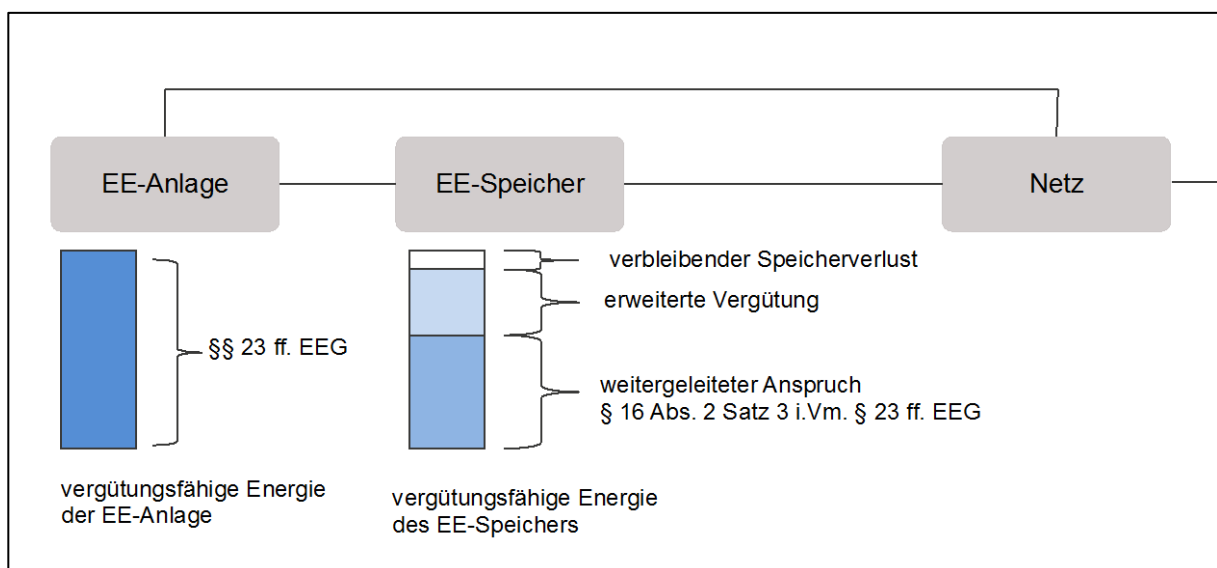


Abbildung 6 Systematische Speicherförderung über erweiterte Vergütung

Für die erweiterte Vergütung würde daher zunächst der Speicherverlust des konkreten Speichers ermittelt. Dies könnte beispielsweise durch eine doppelte Messung an dem Punkt (Anlage – Speicher) und an dem Punkt (Speicher – Netz) erfolgen. Die Differenz zwischen

den beiden Energiemengen ist der jeweilige Speicherverlust. Die erweiterte Vergütung würde nun dem EE-Speicherbetreiber für einen Großteil des so ermittelten Speicherverlustes ebenfalls den Vergütungsanspruch über § 16 Abs. 2 EEG 2012 zusprechen. Auf diese Weise wird der Entwertung des weitergeleiteten Vergütungsanspruchs entgegengetreten ohne dabei eine übermäßige Einspeicherung anzureizen. Aufgrund der thematischen Nähe würde es sich anbieten, die erweiterte Vergütung für EE-Speicherbetreiber ebenfalls in § 16 Abs. 2 EEG zu normieren.

#### **3.2.2.4 Nachweiskonzept EE-Speicher**

Eine weitere zentrale Schwierigkeit für EE-Speicher, die sich jedoch aufgrund des erhöhten Regelungsaufwands wohl ebenfalls erst mittelfristig lösen lässt, ergibt sich aufgrund des § 16 Abs. 2 Satz 1 EEG 2012. Dieser beschränkt die Vergütungsfähigkeit von Strom aus EE-Speichern auf Fälle in denen der Strom vor der Einspeisung in das Netz zwischengespeichert worden ist [50]. In diesem Fall bezieht sie sich auf die Energiemenge, die aus dem Zwischenspeicher in das Netz eingespeist wird. Die Vergütungshöhe bestimmt sich nach der Höhe der Vergütung, die der Netzbetreiber nach Absatz 1 bei einer Einspeisung des Stroms in das Netz ohne Zwischenspeicherung an die Anlagenbetreiberin oder den Anlagenbetreiber zahlen müsste. Erfasst ist also nur die Konstellation (Anlage – Speicher – Netz) [40], [49], [50]. Die Konstellation (Anlage – Netz – Speicher) wurde nicht geregelt. Auf dieser Weise sollte einer unzulässigen Doppelvergütung begegnet werden [49]. Insbesondere für großtechnische Speicherlösungen ist es jedoch nicht ohne weiteres möglich, Strom aus Wind- und PV-Anlagen zu speichern, ohne dazu das Netz der allgemeinen Versorgung zu nutzen. Um großtechnische Speicher zu EE-Speichern i.S.d. EEG 2012 zu machen, ist es zur Zeit noch nötig, große Arealnetze aufzubauen und so eine Vielzahl von EE-Anlagen an den Speicher anzuschließen, ohne dabei über das Netz der allgemeinen Versorgung zu gehen. Großtechnische Speicher auf die Konstellation (Anlage – Speicher – Netz) zu beschränken erscheint jedoch wenig sinnvoll. Es sollte daher die Erarbeitung eines „Nachweiskonzept – EE-Speicherung“ erwogen werden. Dieses Konzept würde prinzipiell auf einer doppelten Messung an der EE-Anlage und an dem EE-Speicher beruhen. Mit einer solchen doppelten Messung könnten ebenfalls der Gefahr einer unzulässigen Doppelvermarktung begegnet werden. Ausgestaltet werden könnte das „Nachweiskonzept – EE-Speicherung“ ähnlich wie das System der Herkunftsnachweise i.S.d. § 3 Nr. 4c und § 55 EEG 2012. Während die Herkunftsnachweise allerdings der Stromkennzeichnung gegenüber dem Endkunden dienen, würde das „Nachweiskonzept – EE-Speicherung“ dazu dienen, die Vergütung von EE-Speicherstrom auch in der Konstellation (Anlage – Netz – Speicher) zu ermöglichen und der Gefahr einer Doppelvergütung zu begegnen. Ein Rückgriff auf das System der Herkunftsnachweise ist insofern ungeeignet, als dass Herkunftsnachweise bisher nicht an Anlagenbetreiber in der festen Einspeisevergütung (§ 16 EEG 2012) oder der Marktprämie § 33b Nr. 1 EEG 2012) ausgegeben werden (§ 55 Abs. 1 Satz 2 EEG 2012).

#### **3.2.2.5 Vermutungsregelung für mehrseitig genutzte EE-Speicher**

Das „Nachweiskonzept – EE-Speicherung“ könnte darüber hinaus genutzt werden um die bestehenden Unsicherheiten hinsichtlich der Vergütung eines EE-Speichers zu lösen, in den mehrere unterschiedliche EE-Anlagen eingespeist haben [40], [45], [46]. Die Regelung in § 16 Abs. 2 EEG 2012 geht nämlich auf die Schwierigkeiten bei der Ermittlung des

Vergütungssatzes bei mehreren unterschiedlichen EE-Anlagen nicht ein. § 16 Abs. 2 EEG 2012 regelt lediglich, dass der Vergütungsanspruch auch besteht, wenn der Strom vor der Einspeisung in das Netz zwischengespeichert worden ist. Wie der Vergütungsanspruch zu bemessen ist, wenn mehrere EE-Anlagen mit unterschiedlichen Vergütungsansprüchen, zu unterschiedlichen Zeiten in denselben EE-Speicher einspeisen, beantwortet § 16 Abs. 2 EEG 2012 nicht. Eine mögliche Lösung innerhalb des „Nachweiskonzepts – EE-Speicherung“ könnte eine Vermutungsregelung sein.

### **3.2.2.6 Ausschreibungsmodelle**

Eine weitere Möglichkeit der mittel- bis langfristigen Speicherförderung sind die insbesondere im Rahmen des aktuellen Koalitionsvertrags [73] und den Eckpunktepapieren zum EEG 2.0 [74] genannten Ausschreibungsmodelle. Da zum heutigen Zeitpunkt vor allem noch keine Informationen zu zentralen Punkten wie den Ausschreibungsmodalitäten, Mindestlosgrößen und Entwicklungsstadium der teilnehmenden Projekte vorliegen, kann nur oberflächlich auf dieses neue und potentiell teure Förderinstrument eingegangen werden. Denkbar erscheint es dabei zunächst, Ausschreibungen für reine Speicherprojekte durchzuführen. Inwieweit dies mit der bestehenden Systematik des EEG vereinbar wäre, ist dabei allerdings noch ungeklärt. Darüber hinaus erscheint es auch denkbar, die Ausschreibungen für EE-Anlagen mit Speicherlösungen zu koppeln und so gewissermaßen ein Gesamtsystem auszuschreiben. Da der Koalitionsvertrag von einer Einführung der Ausschreibungsmodelle ab 2018 spricht [70] und auch in den Eckpunktepapieren lediglich angedeutet wird, dass die Ausschreibungsmodelle bereits vor 2017 eingeführt werden könnten [71], handelt es sich hierbei sowohl um wenig konkrete als auch eher längerfristige als mittelfristige Gesetzesanpassungen.

### **3.2.2.7 Zwischenergebnis**

Mittelfristig könnte mit einer systematischen Förderung von EE-Speichern mittels Speicher-Bonus, Speicher-Prämie oder erweiterter Vergütung begonnen werden. Inwieweit daneben die unsystematischen Vergünstigungen wie Netzentgeltsbefreiungen, Stromsteuerbefreiungen, und Befreiungen von Konzessionsabgaben, auch vor dem Hintergrund der laufenden Diskussion zur Abgrenzung von Speichern und Letztverbrauchern [40], [41], sinnvoll aufrechterhalten werden können, erscheint fraglich. In jedem Fall könnte im Rahmen einer solchen systematischen Speicherförderung, auf Basis bewährter EEG-Fördermechanismen [48], [49], [52], [53], [54] damit begonnen werden, die technischen und organisatorischen Lernkurven im Bereich der Speicherindustrie zu heben und mit Hilfe von Skaleneffekten und industrieller Massenfertigung die Stückzahlen für den einzelnen Speicher massiv zu senken. Speicher-Bonus, Speicher-Prämie und erweiterte Vergütung müssen allerdings alle durch die oben genannten Klarstellungen in § 11 Abs. 1 Satz 3 EEG 2012 und § 3 Nr. 1 Satz 2 EEG 2012 ebenso ergänzt werden, wie durch das oben beschriebene „Nachweiskonzept – EE-Speicherung“. Unter diesen Voraussetzungen ist es möglich, Speicher sowohl in der Nähe der EE-Anlage selbst (Anlage, Speicher, Netz) als auch entfernt von der EE-Anlage (Anlage, Netz, Speicher) zu betreiben, ohne die Speicherverluste voll tragen zu müssen. Insbesondere die Vorschriften der Direktvermarktung (§§ 33a-i EEG 2012) können sodann von Anlagenbetreibern und Speicherbetreibern genutzt werden, um innovative Produkte aus EE-Anlage und Speichern an den Energiemärkten anzubieten [38], [40]. Dazu zählen nicht nur

die klassischen energy-only Märkte, sondern gerade auch die Märkte für Systemdienstleistungen, wie Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Systemwiederaufbau und System- und Betriebsführung gerade auch in den Verteilnetzen [38]. Dabei sind die zusätzlichen Kosten auf ein Mindestmaß begrenzt. Insbesondere besteht kein Anreiz, Strom zu speichern, wenn dies nicht nötig ist, da die Vergütung nach einem Speichereinsatz noch immer geringer ist als ohne Speichereinsatz. Auf diese Weise kann auch dem Argument begegnet werden, dass es nicht sinnvoll sei, jede kWh zu speichern [55].

Da durch Speicher-Bonus, Speicher-Prämie und erweiterter Vergütung lediglich ein Teil der Speicherverluste ausgleichen wird, ist jedoch fraglich, ob sie auch einen hinreichenden Anreiz für den Ausbau von hocheffizienten großtechnischen Speichern wie PSW setzen können. Von Speicher-Bonus, Speicherprämie und erweiterter Vergütung würden daher wohl eher kleine und mittlere Speichergrößen insbesondere auch im regionalen Kontext und den Verteilnetzen profitieren. Im Zusammenhang mit dem besonders hohen Anteil von EE-Anlagen in Bürgerhand in Deutschland [56] könnten sie jedoch einen Ansatz für Speicher in Bürgerhand bilden und damit Teil einer bottom-up Strategie sein. Auf diese Weise können die ebenfalls notwendigen großtechnischen Speicherlösungen und die hierzu ggf. notwendigen top-down Strategien durch bottom-up Strategien ergänzt werden. Aufgrund der Vielfalt der Speichertechniken [44], [49], [50], [54], [64] und der Speicheranwendungen [40], [46], [47] sollte es hier (wenn überhaupt) nur in Ausnahmefällen zu Konkurrenzsituationen kommen. Sollte die Förderung durch Speicher-Bonus, Speicherprämie oder erweiterter Vergütung nicht ausreichen, einen Ausbau von großtechnischen, mittleren oder gar kleinen Speichern anzureizen, so können an dieser Stelle dennoch wichtige Erkenntnisse mit Blick auf das neu zu schaffende Marktdesign (Perspektive 2017) und den Einsatz von Speichern in diesem gewonnen werden. Wie bereits im Rahmen des laufenden Projekts „Roadmap Speicher“ festgestellt wurde, erscheint es angesichts der hoch gesteckten Ziele im Rahmen der Energiewende wünschenswert und an der Zeit, „Experimentierklauseln“ [45] zu schaffen, an denen ein systematischer Speicherausbau beginnen und mit Hilfe derer gelernt werden kann [53]. F. Sailer weißt daher richtigerweise auf folgendes hin: „Die Transformation des Energieversorgungssystems darf weder vor Speichern halt machen noch an fehlenden Speicherkapazitäten scheitern.“ [45] Eine lediglich „symbolische Integration der Energiespeicherung in das Fördersystem des EEG“ [48] ist dafür nicht ausreichend.

### **3.2.3. Langfristige Gesetzesanpassung zur Speicherförderung**

Wie oben bereits angedeutet ist es fraglich, ob mittelfristige Gesetzesanpassungen wie Speicher-Bonus, Speicher-Prämie oder erweiterte Vergütung ausreichen, um großtechnischen Speicherlösungen wie neuen PSW die nötigen finanziellen Mittel bereit zu stellen, die sie für einen wirtschaftlichen Betrieb und eine erfolgreiche Finanzierung benötigen. Insbesondere sind großtechnische Speicher darauf angewiesen, dass durch das im Zweifel recht komplexe „Nachweiskonzeptes – EE-Speicherung“ die Konstellation (Anlage – Netz – Speicher) ermöglicht wird. Ob und wie dies dem Gesetzes- oder Verordnungsgeber gelingt, kann an dieser Stelle nicht beantwortet werden. Großtechnische Lösungen wie PSW werden daher wohl erst zu realisieren sein nachdem der Rechtsrahmen im Sinne eines neuen Marktdesigns geändert [58] oder aber die bestehenden Überkapazitäten im deutschen Elektrizitätssystem abgebaut wurden [57]. Insbesondere Kapazitäts- und/oder Flexibilitätsmärkte [64], [65], [66],

[67], [68], [69] scheinen für die Realisierung neuer PSW und anderer großtechnischer Speicher von großer Bedeutung zu sein. Kapazitäts- und/oder Flexibilitätsmärkte können die besonderen systemdienlichen Eigenschaften von PSW mit einem attraktiven Preis versehen [64], [65], [66], [67], [68], [69]. Auch die kleineren dezentralen Speicher die als Folge der kurz- und mittelfristigen Gesetzesanpassungen errichtet wurden, könnten von Kapazitäts- und Flexibilitätsmärkten profitieren und graduell in das dann bestehende neue Marktdesign überführt werden. Perspektivisch sollte sich sodann auch mit Sektor übergreifenden Speichertechnologien beschäftigt werden, die Gassektor, Wärmesektor und Transportsektor mit dem Elektrizitätssektor verbinden und so einen besonders hohen Nutzen generieren [70], [71], [72].

#### **4. Zusammenfassung**

Der Speicherausbau kann mit Hilfe verschiedener Instrumente insbesondere finanziell unterstützt werden. Zu nennen sind hier vor allem mittelfristige Instrumente wie Speicher-Bonus, Speicher-Prämie, erweiterte Vergütung, sowie Ausschreibungsmodelle im Rahmen des EEG, sowie erleichterte Finanzierung durch die KfW oder die EIB. Langfristig kann ein neues Marktdesign oder eine Marktkonsolidierung die wirtschaftliche Situation vor allem für hocheffiziente großtechnische Speicher wie PSW verbessern. Bis dahin bedarf es allerdings einer klaren Strategie zum Speicherausbau, da sonst ein Hinterherhinken der Speichertechnologien und ihres Ausbaus hinter den Speicherbedarfen zu befürchten ist. Daher sind mittelfristig “Experimentierklauseln” im EEG oder in den Programmen von KfW und EIB zu schaffen, welche den Ausbau verschiedenster Speichertechnologien auf allen Netzebenen [38] und für die verschiedensten Anwendungsfälle fördern. Auf diese Weise können rechtzeitig Speichertechnologien in die Massenproduktion gelangen, sich Skaleneffekte einstellen und Lernkurven bei den Marktteilnehmern herbeigeführt werden. Zwar können einige der mittelfristigen Förderinstrumente zu einer Erhöhung der EEG-Umlage beitragen. Da die EEG-Umlage jedoch faktisch nur einer von vielen Faktoren von (teilweise) steigenden Endkundenpreisen ist [75], kann an dieser Stelle auf eine Versachlichung der deutschen Debatte über die Kostenentwicklung im Energiesektor gehofft werden. Um das Ziel einer dauerhaften Reduktion des Ausstoßes von Treibhausgasen zu erreichen, muss es letztlich gelingen, Kohle- und Gaskraftwerke durch ein Zusammenspiel aus EE-Anlagen, Verbrauchern und Speichern vollständig zu ersetzen. Auf diesem Weg sollte Deutschland vermehrt auf europäische Zusammenarbeit, gerade auch mit den unmittelbaren Nachbarstaaten, setzen [76].

## Literaturverzeichnis

- [1] Fragebogen zu den Hindernissen für großtechnische Energiespeicher in Deutschland, einsehbar unter: <http://maq-online.de/evaluation/users/access.php>  
Benutzername: 52jGuHwBHw, Passwort: wZTP7567
- [2] Hindernisse und Herausforderungen für Energiespeicher unter den derzeitigen politischen, marktregulatorischen und wirtschaftlichen Rahmendbedingungen, Stand Oktober 2013, Begleitendes Dokument der Stakeholder-consultation, einsehbar unter [http://www.store-project.eu/uploads/docs/store\\_de\\_herausforderungen.pdf](http://www.store-project.eu/uploads/docs/store_de_herausforderungen.pdf)
- [3] T. Weiss, D. Schulz, "Schätzung des Energiespeicherbedarfs des deutschen Elektrizitätssystems", einsehbar unter [http://www.store-project.eu/documents/target-country-results/en\\_GB/energy-storage-needs-in-germany-executive-summary-in-german](http://www.store-project.eu/documents/target-country-results/en_GB/energy-storage-needs-in-germany-executive-summary-in-german)
- [4] T. Weiss, D. Schulz, "Germany – Overview of current status and the future development of the electricity system and estimation of future energy storage needs", einsehbar unter [http://www.store-project.eu/documents/target-country-results/en\\_GB/energy-storage-needs-in-germany](http://www.store-project.eu/documents/target-country-results/en_GB/energy-storage-needs-in-germany)
- [5] Minutes of the Workshop regarding market and regulatory framework conditions of energy storage in Germany, einsehbar unter [http://www.store-project.eu/documents/events-documentation/en\\_GB/proceedings-of-the-final-conference-session](http://www.store-project.eu/documents/events-documentation/en_GB/proceedings-of-the-final-conference-session)
- [6] Zach et. al., "Report summarizing the current status, role and costs of energy storage technologies", Projektbericht des Forschungsprojekts stoRE, März 2012, verfügbar auf [www.store-project.eu](http://www.store-project.eu)
- [7] Kleinmaier et al., "Energiespeicher für die Energiewende" (title in English: Energy storage for the energy turnaround), ETG Task Force Energiespeicherung, VDE Studie, 2012
- [8] B. Droste-Franke, B. P. Paal, C. Rehtanz, D. U. Sauer et al., „Balancing Renewable Electricity – Energy Storage, Demand Side Management, and Network Extension from an Interdisciplinary Perspective“, Springer, Heidelberg 2012, ISBN: 978-3-642-25157-3
- [9] J. Nitsch, N. Gerhardt, B. Wenzel et al., „Long term scenarios for the development of renewable energies in Germany, taking into account the development in Europe and worldwide“, final report (BMU – FKZ 03MAP146), in German, March 2012
- [10] Zucker et al., "Assessing Storage Value in Electricity Markets – a literature review", JRC Scientific and policy reports, report EUR 26056 EN, ISSN 1831-9494, 2013
- [11] O. Feix, R. Obermann, M. Hermann, S. Zeltner, „Netzentwicklungsplan Strom 2012 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“, 30. Mai 2008
- [12] BMU-Projekt Roadmap Speicher – Speicherbedarf für erneuerbare Energien – Speicheralternativen – Speicheranreiz – Überwindung rechtlicher Hemmnisse. Projektlaufzeit: 1. Juli 2011 bis 30. Juni 2014, Konsortium bestehend aus Stiftung Umweltenergierecht, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Institut und Lehrstuhl für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen
- [13] EU-Projekt EnERgioN, Erzeugung, Speicherung und Vermarktung von Erneuerbaren Energien in der Region Nord. Projektlaufzeit: 01.02.2012 bis 30.06.2015, Forschungsprojekt an der Leuphana Universität Lüneburg als Teil des Innovations-Inkubators; gefördert durch den Europäischen Fond für regionale Entwicklung (EFRE) und das Land Niedersachsen.
- [14] Wänn et. al., „Environmental performance of existing energy storage installations“, Projektbericht des Forschungsprojekts stoRE, Februar 2012, verfügbar auf [www.store-project.eu](http://www.store-project.eu)
- [15] Wänn et. al., „Recommendations for furthering the Sustainable Development of Bulk Energy Storage Facilities“, Projektbericht des Forschungsprojekts stoRE, Oktober 2012, verfügbar auf [www.store-project.eu](http://www.store-project.eu)

- [16] D. Schulz, M. Jordan, „Konzepte für die Errichtung von Pumpspeicherkraftwerken in ehemaligen Tagebaustrukturen“, Solarzeitalter – Politik, Kultur und Ökonomie Erneuerbarer Energien, 22 (2010) 4, pp. 35-41, ISSN 0937-3802
- [17] H.-P. Beck, M. Schmidt, „Windenergiespeicherung durch Nachnutzung stillgelegter Bergwerke“, Abschlussbericht, Energieforschungszentrum Niedersachsen, 31.08.11
- [18] Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), „Framework Guidelines on Electricity Balancing“, FG-2012-E009, 2012
- [19] European Network and Transmission System Operators of Electricity (ENTSO-E), „Draft Network Code on Electricity Balancing“, Version 1.14/Version 1.22, 20. Februar 2013/24. Mai 2013
- [20] Weiß et al., „The combined energy supply system of Germany and Austria – potentials to overcome the future energy storage needs“, 8<sup>th</sup> International Conference on Sustainable Development of Water and Energy Systems (SDEWES 2013), Dubrovnik, Croatia
- [21] S. Becker, R. A. Rodriguez, G. B. Andresen, M. Greiner, S. Schramm, „What can transmission do for a fully renewable Europe“, paper presented at 8th Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, September 22 – 27, Dubrovnik, Croatia
- [22] M. G. Rasmussen, G. B. Andresen, D. Heide, M. Greiner, „Optimal Combination of Storage and Balancing in a 100% Renewable European Power System“, Proceedings of the 10th international Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, Energynautics, 2011, p. 682-684, ISBN: 978-3-9813870-3-2
- [23] B. Droste-Franke, B. P. Paal, C. Rehtanz, D. U. Sauer et al., „Balancing Renewable Electricity – Energy Storage, Demand Side Management, and Network Extension from an Interdisciplinary Perspective“, Springer, Heidelberg 2012, ISBN: 978-3-642-25157-3
- [24] KfW, „Merkblatt Erneuerbare Energien Speicher – Programmnummer 275“, verfügbar auf: [www.kfw.de](http://www.kfw.de)
- [25] BMU, „Neues Förderprogramm für dezentrale Batteriespeichersysteme“, verfügbar auf: <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/foerderung/neues-foerderprogramm-fuer-dezentrale-batteriespeichersysteme/>
- [26] EIB, „Sichere Energieversorgung für alle“, verfügbar auf: <http://www.eib.org/projects/priorities/energy/index.htm>
- [27] EIB, „European Local Energy Assistance - Europäisches Finanzierungsinstrument für nachhaltige Energieprojekte von Städten und Regionen(ELENA)“, verfügbar auf: <http://www.eib.org/products/elena/index.htm>
- [28] EIB, „Transeuropäische Netze Energie (TEN-E)“, verfügbar auf: <http://www.eib.org/projects/priorities/tens/index.htm>
- [29] Zach et. al. „Assessment of the Future Energy Storage Needs of Austria for Integration of Variable RES-E Generation“, report, April 2013, available at [www.store-project.eu](http://www.store-project.eu)
- [30] M. Hogan, M. Gottstein, „What Lies “Beyond Capacity Markets”? Delivering Least-Cost Reliability Under the New Resource Paradigm“, 2012, verfügbar auf: [www.raponline.org/document/download/id/6041](http://www.raponline.org/document/download/id/6041)
- [31] M. Gottstein/S. Skillings, „Beyond Capacity Markets - Delivering Capability Resources to Europe’s Decarbonised Power System“, 2012, in: IEEE: 9th International Conference on the European Energy Market (EEM 2012), verfügbar auf: <http://raponline.org/document/download/id/4854>.
- [32] N. Krzikalla, S. Achner, S. Brühl, „Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien“, 2013, verfügbar auf: [www.bet-aachen.de](http://www.bet-aachen.de)
- [33] S. Reuter, Rechtsfragen bei der Zulassung von Pumpspeicherkraftwerken, Zeitschrift für Umweltrecht (ZUR) 2013, S. 458-467

- [34] Europäische Kommission, „Staatliche Beihilfen Deutschland - Staatliche Beihilfe SA.33995 (2013/C) (ex 2013/NN) — Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Begrenzung der EEG-Umlage für energieintensive Unternehmen - Aufforderung zur Stellungnahme nach Artikel 108 Absatz 2 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union“, 2014, verfügbar auf: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:C:2014:037:FULL:DE:PDF>
- [35] Europäische Kommission, „Mitteilung der Kommission - Modernisierung des EU-Beihilfenrechts“, 2012, verfügbar auf: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2012:0209:FIN:DE:PDF>
- [36] Europäische Kommission, „Draft Guidelines on environmental and energy State aid for 2014-2020“, 2014, verfügbar auf: [http://ec.europa.eu/competition/consultations/2013\\_state\\_aid\\_environment/](http://ec.europa.eu/competition/consultations/2013_state_aid_environment/)
- [37] Europäische Kommission, „Communication from the Commission - Draft Commission Notice on the notion of State aid pursuant to Article 107(1) TFEU“, 2014, verfügbar auf: [http://ec.europa.eu/competition/consultations/2014\\_state\\_aid\\_notion/index\\_en.html](http://ec.europa.eu/competition/consultations/2014_state_aid_notion/index_en.html)
- [38] Agora, „Stromverteilnetze für die Energiewende - Empfehlungen des Stakeholder-Dialogs Verteilnetze für die Bundespolitik – Schlussbericht“, 2014, verfügbar auf: <http://www.agora-energiewende.de>
- [39] Agora, „Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess – Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014-2017“, Oktober 2013, verfügbar auf <http://www.agora-energiewende.de>
- [40] H. Thomas, M. Altrock, „Einsatzmöglichkeiten für Energiespeicher“, Zeitschrift für Umweltrecht (ZUR), 2013, S. 579-589
- [41] BDEW, „Zur Frage der Einstufung von Stromspeichern als Letztverbraucher im EEG und EnWG - Auswirkungen des § 37 EEG und des § 118 EnWG auf Stromspeichertechnologien“, 2011, verfügbar auf: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/9F828CB2CEAD29A6C1257919003204B9/\\$file/Positionspapier\\_EEG-Umlagepflicht\\_fuer\\_Stromspeicher.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/9F828CB2CEAD29A6C1257919003204B9/$file/Positionspapier_EEG-Umlagepflicht_fuer_Stromspeicher.pdf)
- [42] BGH, Beschluss vom 17. November 2009 – EnVR 56/08, Zeitschrift für neues Energierecht (ZNER), 2010, S. 172-174
- [43] T. Schomerus, „Regionalisierung der Energieversorgung und Förderung von Energiespeichern: Virtuelle Kraftwerke und dezentrale Stromspeicher“, in: F. Ekhardt, B. Henning, & H. Unnerstall (Hrsg.) Erneuerbare Energien, in der Reihe „Beiträge zur Sozialwissenschaftlichen Nachhaltigkeitsforschung“, 2012, S. 227-252
- [44] F. Sailer, „Das Recht der Energiespeicherung am Beispiel von Elektrizität“, in: T. Müller (Hrsg.), 20 Jahre Recht der Erneuerbaren Energien, 2012, S. 777 - 811
- [45] F. Sailer, „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
- [47] Lehnert W., J. Vollprecht, „Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher – noch kein maßgeschneiderter Anzug“ Zeitschrift für neues Energierecht (ZNER), 2012, S. 356-368
- [48] L. Dietrich, S. Ansehl, „Förderung der Energiespeicherung nach der Energiewende – ein Update“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 2012, Heft 1, S. 135-139
- [49] L. Dietrich, S. Ansehl, Sascha: Energiespeicherung im Portfolio de Förderung erneuerbarer Energien – Förderungsoption und – perspektiven, Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 2010, Heft 4, S. 61-65
- [50] L. Dietrich, S. Ansehl: Energiespeicherung im Portfolio der Förderung erneuerbarer Energien – der Status Quo. Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 2010, Heft 3, S. 14-19
- [51] K. Niehöster, „Im Speichern der Erneuerbaren liegt viel Zukunft“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 2010, Heft 3, S. 20-21
- [52] BRats-Drucksache 520/12



- [53] W. Frenz, H. Müggenborg (Hrsg.) „EEG – Erneuerbare-Energien-Gesetz – Kommentar, 3. Auflage, Erich Schmidt Verlag Berlin 2013
- [54] F. Sailer, Die Speicherung von Elektrizität im Erneuerbare-Energien-Gesetz, Zeitschrift für neues Energierecht (ZNER), 2011, S. 249-253
- [55] T. Müller, Stromspeicher im Recht – Leitlinien für die Förderung der Speicherung von Elektrizität aus rechtswissenschaftlicher Sicht, Vortrag auf dem EUROSOLAR-Symposium, Bonn 2012, verfügbar auf: [www.stiftung-umweltenergierecht.de](http://www.stiftung-umweltenergierecht.de)
- [56] trend:research, Leuphana Universität Lüneburg, „Definition und Marktanalyse von Bürgerenergie in Deutschland“, Bremen/Lüneburg 2013, verfügbar auf <http://www.trendresearch.de>
- [57] C. Kemfert, T. Traber, Verteilungseffekte von Kapazitätsmechanismen: Auf den Typ kommt es an, 2014, verfügbar auf: [www.diw.de](http://www.diw.de)
- [58] R. Baake, P. Graichen, „Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess - Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014 - 2017“, 2013, verfügbar auf: [www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)
- [59] KfW, „Merkblatt Erneuerbare Energien Speicher – Programmnummer 275“, verfügbar auf: [www.kfw.de](http://www.kfw.de)
- [60] BMU, „Neues Förderprogramm für dezentrale Batteriespeichersysteme“, verfügbar auf: <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/foerderung/neues-foerderprogramm-fuer-dezentrale-batteriespeichersysteme/>
- [61] EIB, „Sichere Energieversorgung für alle“, verfügbar auf: <http://www.eib.org/projects/priorities/energy/index.htm>
- [62] EIB, „European Local Energy Assistance - Europäisches Finanzierungsinstrument für nachhaltige Energieprojekte von Städten und Regionen(ELENA)“, verfügbar auf: <http://www.eib.org/products/elena/index.htm>
- [63] EIB, „Transeuropäische Netze Energie (TEN-E)“, verfügbar auf: <http://www.eib.org/projects/priorities/tens/index.htm>
- [64] M. von Oppen, „Stromspeicher: Rechtsrahmen und rechtlicher Optimierungsbedarf“, EnergieRecht (ER), 2014, S. 9-16.
- [65] M. Hogan, M. Gottstein, “What Lies “Beyond Capacity Markets”? Delivering Least-Cost Reliability Under the New Resource Paradigm”, 2012, verfügbar auf: [www.raponline.org/document/download/id/6041](http://www.raponline.org/document/download/id/6041).
- [66] M. Gottstein/S. Skillings, “Beyond Capacity Markets - Delivering Capability Resources to Europe’s Decarbonised Power System”, 2012, in: IEEE: 9th International Conference on the European Energy Market (EEM 2012), verfügbar auf: <http://raponline.org/document/download/id/4854>.
- [67] N. Krzikalla, S. Achner, S. Brühl, „Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien“, 2013, verfügbar auf: [www.bet-aachen.de](http://www.bet-aachen.de)
- [68] C. Kemfert, T. Traber, Verteilungseffekte von Kapazitätsmechanismen: Auf den Typ kommt es an, 2014, verfügbar auf: [www.diw.de](http://www.diw.de)
- [69] R. Baake, P. Graichen, „Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess - Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014 - 2017“, 2013, verfügbar auf: [www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)
- [70] DVGW, „Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz“, 2013, verfügbar auf: [http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/g1\\_07\\_10.pdf](http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/g1_07_10.pdf)
- [71] VKU, „Power to Gas - Chancen und Risiken für kommunale Unternehmen“, 2013, verfügbar auf: <http://www.vku.de/service-navigation/presse/publikationen/vku-broschuere-power-to-gas.html>

- [72] ChemCoast, „Fahrplan zur Realisierung einer Windwasserstoff-Wirtschaft in der Region Unterelbe“, 2013, verfügbar auf: <http://www.chemcoast.de/news/gemeinsames-projekt-von-politik-und-unternehmen-im-norden-bringt-zukunftsweisende-ergebnisse>
- [73] CDU/CSU/SPD, „Deutschlands Zukunft gestalten Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD - 18. Legislaturperiode“, 2013, verfügbar auf: <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/koalitionsvertrag-inhaltsverzeichnis.html>
- [74] BMWi, „Eckpunkte einer grundlegenden EEG-Reform“, 2014, verfügbar auf: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/energie,did=617196.html>
- [75] Agora, „Analyse der EEG-Umlage 2014 - Kurzstudie im Auftrag von ...“  
Energiewende“, 2013, verfügbar auf: [www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)
- [76] Agora, „European Energy Cooperation“, 2014, verfügbar auf: [www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)