



## **Energiespeicher in Strom- versorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger**

**Bedeutung, Stand der Technik,  
Handlungsbedarf**

**ETG Task Force Energiespeicher**

## Autoren

W. Leonhard, (Leitung der TF) TU Braunschweig  
U. Buenger, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik  
F. Crotagino, KBB Underground Technologies  
Ch. Gatzen, Universität Köln  
W. Glaunsinger, ETG  
S. Huebner, KBB Underground Technologies  
M. Kleimaier, vorm. RWE  
M. Koenemund, Hochschule Wolfenbüttel  
H. Landinger, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik  
T. Lebioda, E.ON  
D. U. Sauer, RWTH Aachen  
H. Weber, Universität Rostock  
A. Wenzel, Siemens  
E. Wolf, Siemens  
W. Woyke, E.ON  
S. Zunft, DLR Stuttgart

## Impressum

**VDE** VERBAND DER ELEKTROTECHNIK  
ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V.

Stresemannallee 15 · 60596 Frankfurt am Main  
Fon 069 6308-0 · Fax 069 6312925  
<http://www.vde.com> · E-Mail: [etg@vde.com](mailto:etg@vde.com)

Titelbild: Siemens

Gestaltung: Michael Kellermann · Graphik-Design · Schwielowsee-Caputh

Dezember 2008

# **Energiespeicher in Strom- versorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger**

**Bedeutung, Stand der Technik,  
Handlungsbedarf**

**ETG Task Force Energiespeicher**

**Inhalt**

	Schlüsselergebnisse	6
1	Einführung	8
2	Problembeschreibung und Rolle von Energiespeichern in Systemen mit erhöhtem Anteil an erneuerbaren Energien	10
2.1	Herausforderungen durch fluktuierende Einspeisung	10
2.2	Infrastrukturentwicklung	13
2.3	Energiewirtschaftliche Aspekte	14
3	Anwendungsmöglichkeiten für Energiespeicher – Wirkungsmechanismen und Handlungsstrategien	15
3.1	Anwendungen in Übertragungsnetzen	15
3.1.1	Zentraler Großspeicher für Energiehandel und Regelaufgaben	15
3.1.2	Zentraler Großspeicher zur Überbrückung längerer Flauten und für saisonalen Ausgleich	17
3.1.3	Pufferspeicher und Netzeinspeisemanagement	18
3.2	Dezentrale Anwendungen	18
4	Speichertechnologien: Stand der Technik und Entwicklungspotentiale	21
4.1	Pumpspeicherkraftwerke	21
4.2	Druckluftspeicherkraftwerke	22
4.3	Wasserstoff-Speichersysteme	24
4.4	Vergleich der Speicherkapazitäten	26
4.5	Elektrochemische Speichersysteme	27
4.5.1	Blei-Säure-Batterien	29

4.5.2	Lithium-Ionen-Batterien	30
4.5.3	Nickel-Metallhydrid- und Nickel-Cadmium-Batterien	30
4.5.4	NaNiCl- und NaS-Hochtemperaturbatterien	31
4.5.5	Redox-Flow-Batterien	32
4.6	Energiespeicherung im Verkehrssektor	33
4.7	Weitere Speichertechnologien	36
5	Bewertung der Speichertechnologien	37
5.1	Bewertung nach Szenarien	37
5.2	Ergebnisse	39
5.3	Alternativen zur Energiespeicherung	43
5.3.1	Anschluss eines 10-MW-Windparks (Leitungslänge 10 km) Netzausbau vs. Speicher	43
5.3.2	Fernübertragung der Windenergie oder zeitversetzte Nutzung der Windenergie (örtliche Verschiebung vs. zeitliche Verschiebung)	44
5.3.3	Abschaltung von Windenergieanlagen bei Netzüberlastung	45
5.3.4	Bereitstellung von Regelleistung (Primär- und Sekundär- regelung, Minutenreserve) Kraftwerkspark (thermisch) vs. Speicher	46
5.3.5	Bereitstellung von Regelleistung (Primär- und Sekundär- regelung, Minutenreserve) Lastmanagement vs. Speicher	48
5.3.6	Bereitstellung von Reserveleistung Spitzenlastkraftwerk (Gasturbine) vs. Speicher	49
6	Zusammenfassung, Schlussfolgerungen und Handlungsbedarf	50
7	Glossar	57

# Schlüsselergebnisse

- 1) Bei dem geplanten massiven Ausbau erneuerbarer Energien auf bis zu 40 % der gesamten Stromerzeugung in Deutschland bis 2020 ist die Bereitstellung großer Speicherkapazitäten eine der erforderlichen Maßnahmen zur Sicherung eines stabilen Netzbetriebs. Andernfalls müsste die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zeitweise abgeregelt werden, um die Stabilität der Stromversorgung zu gewährleisten.
- 2) Speichertechnologien für alle Aufgaben in einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien sind grundsätzlich verfügbar. Die Entwicklung bis zur Marktreife erfordert vielfach jedoch noch große Anstrengungen. Dies lässt sich nur realisieren, wenn umgehend intensiv in Forschung, Entwicklung und Demonstration von Speichersystemen investiert wird und eine entsprechende industrielle Basis geschaffen wird.
- 3) Speicherung elektrischer Energie ist mit signifikanten Kosten von günstigstenfalls 3 €/ct/kWh bei Stundenspeicherung und 10 €/ct/kWh bei Langzeitspeichern („Wochenspeicherung“) verbunden. Der Bedarf für stationäre elektrische Speicher sollte daher durch Ausschöpfung alternativer und kostengünstigerer Maßnahmen wie Lastmanagement, Beteiligung aller Stromerzeuger (incl. Wind und PV) an der Netzregelung, Erzeugungsmanagement (insbes. bei KWK-Anlagen), Nutzung von thermischen Speichern, Netzausbau und gezielte Mitnutzung von Speichern in Anwendungen, die ohnehin Speicher benötigen (insbesondere z. B. in Elektrofahrzeugen) so gering wie möglich gehalten werden. Die möglichen Beiträge dieser alternativen Maßnahmen sind unter Wirtschaftlichkeitsaspekten in einem gesamteuropäischen Ansatz zu quantifizieren.
- 4) Elektrochemische Speicher (Batterien) haben relativ kurze Abschreibungszeiträume, lassen sich schnell und flexibel errichten und sind daher eine mögliche Lösung für den in den kommenden Jahren auftretenden Speicherbedarf, insbesondere im Zusammenhang mit dezentralen Energieversorgungskonzepten. Es gibt eine Reihe von Batterietechnologien, die alle das Potential haben, am Markt erfolgreich zu werden.
- 5) Batterien gelten auch als Schlüsseltechnologie für den Erfolg von Elektrofahrzeugen. Sollte die Elektromobilität in großem Umfang kommen (Plug-in Hybride und vollelektrische Fahrzeuge), dann könnten die in den Fahrzeugen installierten Speicher, integriert in ein intelligentes Lastmanagement- und Abrechnungssystem, in erheblichem Umfang zur Netzregelung und Lieferung von Reserveleistung auf der Zeitskala von Millisekunden bis zu einem Tag beitragen.

- 6) Langzeitspeicherung mit weniger als einem Zyklus pro Woche zum Ausgleich von Großwetterlagen und saisonalen Schwankungen ist nach heutigen Maßstäben wirtschaftlich kaum darstellbar. Allerdings haben nur derartige Langzeitspeicher das Potential, thermische Kraftwerke für die Reservevorhaltung nachhaltig zu ersetzen. Wasserstoffspeichersysteme oder der Umbau von heutigen großen Stauseen zu Pumpspeichieranlagen sind dabei im Vergleich die kostengünstigsten Technologieoptionen.
- 7) Zentrale Großspeicher (Pumpspeicher, Druckluft, Wasserstoff) sind investitionsintensive Technologien mit sehr langen Abschreibungszeiten. Das betriebswirtschaftliche Risiko ist groß, weil Bedarf und Konkurrenztechnologien schwer abzuschätzen sind. Daher ist mit einer Investitionszurückhaltung zu rechnen, die nur durch stabile politische Rahmenbedingungen aufgelöst werden kann. Synergien werden aus der Nutzung von Wasserstoff als Kraftstoff und zur Langfristspeicherung von „zentraler“ offshore Windenergie erwartet.
- 8) Rechtliche und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen für den Betrieb von Speichern müssen langfristig definiert werden. Anschubförderung bzw. Anreizsysteme sind in der Anfangsphase dringend erforderlich.
- 9) Kapazitäten in universitärer und außeruniversitärer Forschung müssen dringend ausgeweitet werden, auch um das notwendige Personal auszubilden und zu qualifizieren
- 10) Forschung, Entwicklung, Demonstration und Industrieproduktion von Speichersystemen sind in Deutschland und Europa insgesamt unzureichend aufgestellt. Nordamerika, Japan und Australien weisen deutlich weiterentwickelte Strukturen auf.

# 1 Einführung

Speicher für elektrische Energie werden in den unterschiedlichsten Anwendungen und Dimensionen eingesetzt. Dies reicht von Mikrosystemen über Anwendungen in Haushalt und Verkehr bis hin zu großtechnischen Anlagen der Energieversorgung.

Die vorliegende Studie konzentriert sich im Wesentlichen auf die Anwendung von Speichern in elektrischen Energieversorgungssystemen. Dringender Handlungsbedarf besteht aufgrund von zwei großen Herausforderungen unserer Gesellschaft: a) Erreichen einer größeren Unabhängigkeit von Primärenergieträgerimporten, und b) vertragliche Bindung in Form des Kyoto-Protokolls zu einer drastischen Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Daraus resultiert neben einer erzeugungs- und verbrauchsseitigen Effizienzsteigerung insbesondere die Notwendigkeit zu einer verstärkten Nutzung der heimischen erneuerbaren Energieträger.

Bei der Speisung elektrischer Netze aus regenerativen Quellen, die wie Sonne und Wind von saisonalen und meteorologischen Einflüssen abhängen, sind große Abweichungen zwischen der fluktuierenden Einspeiseleistung und dem vom Arbeits- und Lebensrhythmus der Verbraucher bestimmten Leistungsbedarf unvermeidlich. Mit dem weiteren Ausbau von dargebotsabhängigen Stromerzeugungstechnologien, welche im Voraus nicht exakt planbar, in jedem Fall aber nicht entsprechend des Lastbedarfs abrufbar sind, nimmt der Bedarf an kurzfristiger Flexibilität zu. Zudem kommt es zwangsläufig auch zu Prognoseabweichungen zwischen erwarteter Leistung und tatsächlicher Leistung aus den erneuerbaren Quellen. Auch bei Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist nur in seltenen Fällen eine zeitliche Übereinstimmung von Strom- und Wärmebedarf gegeben. Allerdings sollte hier vorzugsweise ein stromgeführter Betrieb mit lokalem Wärmespeicher angestrebt werden, um den elektrischen Speicherbedarf so gering wie möglich zu halten.

Zur Stabilisierung des Netzes ist also entsprechende Regel- und Ausgleichsleistung erforderlich, die heute überwiegend noch von vorhandenen thermischen Kraftwerken bereitgestellt werden kann. Mit zunehmendem Regelbedarf nimmt deren Wirkungsgrad jedoch ab (Teillastbetrieb), wodurch die spezifischen Emissionen aus diesen Kraftwerken ansteigen. Gleichzeitig erhöht sich der Verschleiß, während die Lebensdauer abnimmt. Hieraus resultieren steigende spezifische Stromgestehungskosten. Dabei ist zu bedenken, dass viele dieser Kraftwerke bereits vor dem Ende ihrer Lebensdauer stehen und Investitionen in neue Kraftwerke hinsichtlich einer langfristigen Wirtschaftlichkeit unter diesen sich verändernden Rahmenbedingungen geprüft werden.



Prinzipiell sind Energiespeicher dazu geeignet, das Angebot und den Bedarf elektrischer Energie zu entkoppeln. Auch auf der Lastseite sind hierzu Maßnahmen (Lastmanagement) möglich, die allerdings ein Umdenken von der heutigen Vorstellung erfordern, dass jederzeit Leistung bei Bedarf in quasi beliebiger Höhe zur Verfügung steht. Auch ein geeigneter Netzausbau kann dazu beitragen, dass ein Ausgleich auf überregionaler Ebene im Rahmen der jeweiligen Möglichkeiten erfolgen kann. Im Sinne einer volkswirtschaftlich tragbaren Lösung ist ein Optimum aus schnell regelbarer Kraftwerksleistung, Netzausbau, Lastmanagement und Speichereinsatz anzustreben.

Bei weiterem Ausbau der erneuerbaren Energien stellt sich die weitere Frage, wie zukünftig auch längerfristige Schwankungen im Dargebot – Überschuss- und Mangelsituation über mehrere Tage bis zu Wochen – beherrscht werden können. Auch hier könnten Speicher – eingesetzt im großtechnischen Maßstab – zur Lösung der Probleme beitragen. Die eingangs erwähnte Herausforderung wird auch zu einem Umdenken im Verkehrssektor führen müssen, d.h. eine Abkehr von den fossilen Kraftstoffen. Durch einen steigenden Anteil von Fahrzeugen mit Elektroantrieb steigt auch der Bedarf für mobile Energiespeicher. Hierfür kommen prinzipiell Batterien – und/oder Wasserstoff – genutzt in Brennstoffzellen – in Frage. Dies wird in Abhängigkeit der Ausbaurate der Elektromobilität ein erhebliches Potential eröffnen, um Stromerzeugung und -bedarf zu entkoppeln und damit Synergien auch für das Netz zu ermöglichen.

Die Aufgabe der vorliegenden Studie war die Erstellung einer Übersicht über heute absehbare Möglichkeiten zur Energiespeicherung für die elektrische Energieversorgung und ihre technisch-wirtschaftliche Bewertung im Hinblick auf verschiedene Einsatzszenarien. Hiermit sollen der Öffentlichkeit und der Politik ausgewogene Informationen und Empfehlungen zur Verfügung gestellt werden, in welcher Form das mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien zunehmende Problem des Ausgleichs von Last und Erzeugung in der elektrischen Energieversorgung künftig gelöst werden kann und welche Forschungs- und Entwicklungsinitiativen diesen Weg unterstützen sollten.

## 2 Problembeschreibung und Rolle von Energiespeichern in Systemen mit erhöhtem Anteil an erneuerbaren Energien

### 2.1 Herausforderungen durch fluktuierende Einspeisung

In einem Stromversorgungsnetz muss die insgesamt erzeugte Leistung in jedem Augenblick dem Bedarf entsprechen. Abweichungen könnten zu einer Einschränkung der Versorgungszuverlässigkeit führen. Im Extremfall kann es zu einem Netzzusammenbruch kommen. Lokale Ungleichgewichte führen zur Veränderung der Lastflüsse in den Netzen und können Leitungsüberlastungen zur Folge haben.

Die in den rotierenden Massen der Kraftwerksgeneratoren gespeicherte Energie (Massenträgheit) bestimmt die zulässige Verzögerung des Leistungsausgleichs. Einspeisungen, die über Wechselrichter erfolgen (Photovoltaik (PV) und viele Windenergieanlagen), haben heute in der Regel keine derartige Charakteristik, so dass hierdurch erhöhte Anforderungen an die Stabilität der Stromversorgung gestellt werden.

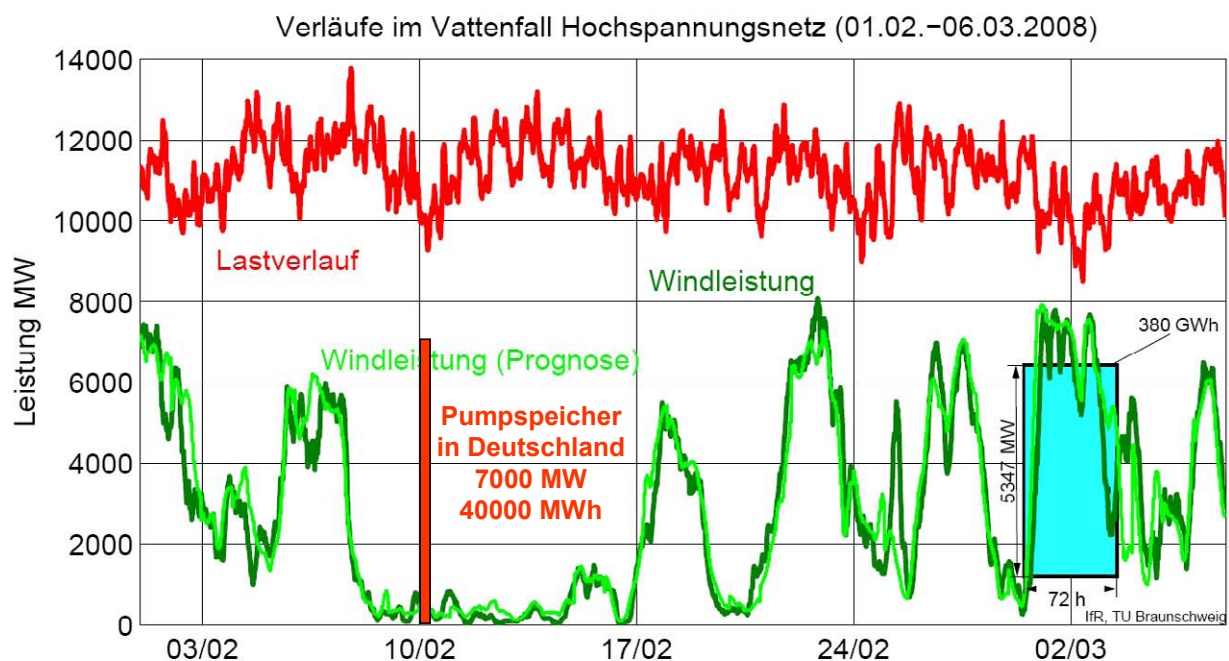


Abb. 1: Beispiel für den Verlauf von Windenergieeinspeisung und Last in einer Regelzone

Bei den meisten erneuerbaren Energien (Wind, Sonne, Laufwasser) werden keine Vorräte gebildet, vielmehr gewinnt man Elektrizität aus dem momentanen Leistungsdargebot (Windgeschwindigkeit, Strahlungsintensität, Wasserströmung), das naturbedingt schwankt und nicht mit dem jeweiligen Bedarf übereinstimmt (s. Abbildung 1). Bei fehlendem Dargebot müssen die heute noch vorhandenen thermischen Kraftwerke die Leistung liefern. Ein Überangebot an erneuerbarer Energie muss durch Drosselung oder Abschaltung von thermischen Kraftwerken ausgeglichen werden, da erneuerbare Energien als CO<sub>2</sub>-freie Energiequelle Vorrang haben. Bereits heute deuten sich Situationen an, bei denen die Erzeugungsleistung aus Windenergie den Lastbedarf (bei Schwachlast) übersteigt. Dies hätte zur Folge, dass bei fehlender Exportmöglichkeit kein thermisches Kraftwerk mehr am Netz sein dürfte und trotzdem die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und KWK gedrosselt werden müsste.

Beim heutigen Umfang der Nutzung erneuerbarer Energiequellen lassen sich diese Fluktuationen noch mit den vorhandenen herkömmlichen Regelkraftwerken (überwiegend thermische Kraftwerke auf Basis fossiler Energieträger) ausgleichen. Mit zunehmendem Regelbedarf nimmt deren Wirkungsgrad jedoch ab (Teillastbetrieb), wodurch die spezifischen Emissionen aus diesen Kraftwerken ansteigen. Gleichzeitig erhöhen sich der Verschleiß und damit die Aufwendungen für Wartung und Instandsetzung, während die Lebensdauer abnimmt. Zudem sinkt die Zahl der Volllaststunden dieser Kraftwerke. Hieraus resultieren insgesamt steigende spezifische Stromgestehungskosten. Dabei ist zu bedenken, dass die alten Kraftwerke generell einen schlechten Wirkungsgrad haben und für einen Lastfolgebetrieb nicht ausgelegt sind.

Bei weiterem Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien reichen die verfügbaren Regelkapazitäten nicht mehr aus; zudem muss altersbedingt ein Teil der thermischen Kraftwerke in absehbarer Zeit stillgelegt werden. Die sich ändernden Randbedingungen müssen bei der Erneuerung des Kraftwerksparks Berücksichtigung finden, da derartige Investitionen langfristig angelegt sind.

Seit langem werden auch Pumpspeicherkraftwerke unterstützend für die Netzregelung eingesetzt. Die in Deutschland vorhandenen Speicher (etwa 7.000 MW mit einer Kapazität, die in der Regel nur für eine Nutzung von 4 bis 8 Stunden ausgelegt sind) reichen aber bei weitem nicht aus, um ausschließlich hiermit die Fluktuationen auszugleichen. Allein in der Vattenfall-Regelzone würde hierfür die gesamte Speicherleistung benötigt, allerdings nicht nur für wenige Stunden sondern für mehr als 10 Tage (s. Abbildung 1). Es werden in Zukunft also sehr große Speicherkapazitäten benötigt, um den zeitlichen Energietransfer aus angebotsstarken Zeiten in angebotsschwache Zeiten zu ermöglichen.

Die geographische Begrenztheit der Standorte für neue Pumpspeicherkraftwerke und deren mangelnde Akzeptanz in der Bevölkerung erfordern neue Lösungsansätze für einen Ausgleich zwischen Erzeugung und Last und damit auch für die Speicherung von Energie. Neben Langzeitspeichern mit großen Speicherkapazitäten gehören hierzu auch Methoden des Last- oder Erzeugungsmanagements. Ohne ausreichende Speicherkapazitäten wird sich in Zukunft auch die Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Quellen im kurzfristigen Zeitbereich an der Netzregelung beteiligen müssen. Im Interesse eines stabilen Netzbetriebs müssten dann z. B. auch Windenergieanlagen angedrosselt betrieben werden, um positive und negative Regelleistung liefern zu können, auch wenn sich dadurch der Ertrag für den Betreiber etwas verringert. In anderen Ländern, z. B. in Irland, wird dies bereits praktiziert. Eine Abregelung ist in Deutschland gemäß bisherigem EEG heute nur bei netzbedingten Engpässen zulässig. Nach neuem EEG können aber Betreiber von Windenergieanlagen ab 2009 einen zusätzlichen Systemdienstleistungs-Bonus erhalten, wenn sie sich z. B. an der Frequenzhaltung beteiligen. Bei Bioenergie ist eine begrenzte Steuerbarkeit der Energieerzeugung aus gespeicherten Vorräten gegeben, doch wird sie noch nicht konsequent verwirklicht. Hierfür ist bei den Kleinanlagen – neben einer Flexibilisierung der Einspeisevergütung – eine Clusterung erforderlich, so dass sie als virtuelles Kraftwerk auf den jeweiligen Märkten mit bieten können. Umstritten ist jedoch noch der mögliche Leistungsanteil, der sich mit derartigen Anlagen realisieren ließe, da diese zum Teil in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion und zum Transportsektor stehen. Energieerzeugung aus Windenergieanlagen ist in Mitteleuropa bislang – und vermutlich auch in Zukunft – die wichtigste Technologie zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Offshore-Anlagen gelten zukünftig als die wichtigste Option für den Ausbau regenerativer Energien. Die DENA-Netzstudie legt konkrete Zahlen für die damit verbundenen Konsequenzen vor. Für den notwendigen Netzausbau bis zum Jahr 2015 werden Kosten in Höhe von über 1 Mrd. € genannt. Zusätzlich wurde für die Beherrschung des transienten Erzeugungsüberschusses ein Bedarf an Regelleistung in Höhe von 14,5 GW errechnet (Abbildung 2). Gegenüber dem Netzausbau werden die hierfür zu veranschlagenden Kosten deutlich höher sein. Während in der DENA-Netzstudie davon ausgegangen wird, dass in dem angenommenen Zeitraum der Ausgleich noch ohne zusätzliche Speicher erreicht werden kann, ist absehbar, dass dies in den weiteren Ausbaustufen (Anteil erneuerbarer Energien bis 2020 bei 40 %) nicht mehr ohne Speicher machbar ist. Vordergründig erscheint es angebracht, Energiespeicher möglichst erzeugungsnah einzusetzen, um den erforderlichen Netzausbau zu begrenzen, z. B. an der Küste, zur Aufnahme der Windenergie aus den Offshore-Windparks. Wie später gezeigt wird, kann jedoch ein Netzausbau unter gewissen Randbedingungen eine wirtschaftlich interes-

sante Alternative zu Speichern darstellen. Es gilt daher, ein technisch-wirtschaftliches Optimum zwischen dem Umfang des auf alle Fälle erforderlichen Netzausbaus und dem Einsatz von Speichern zu finden. Dabei werden auch die Möglichkeiten des Energieaustausches mit den Nachbarländern, die ähnliche Ausbauprogramme für Windenergie haben, zu betrachten sein.

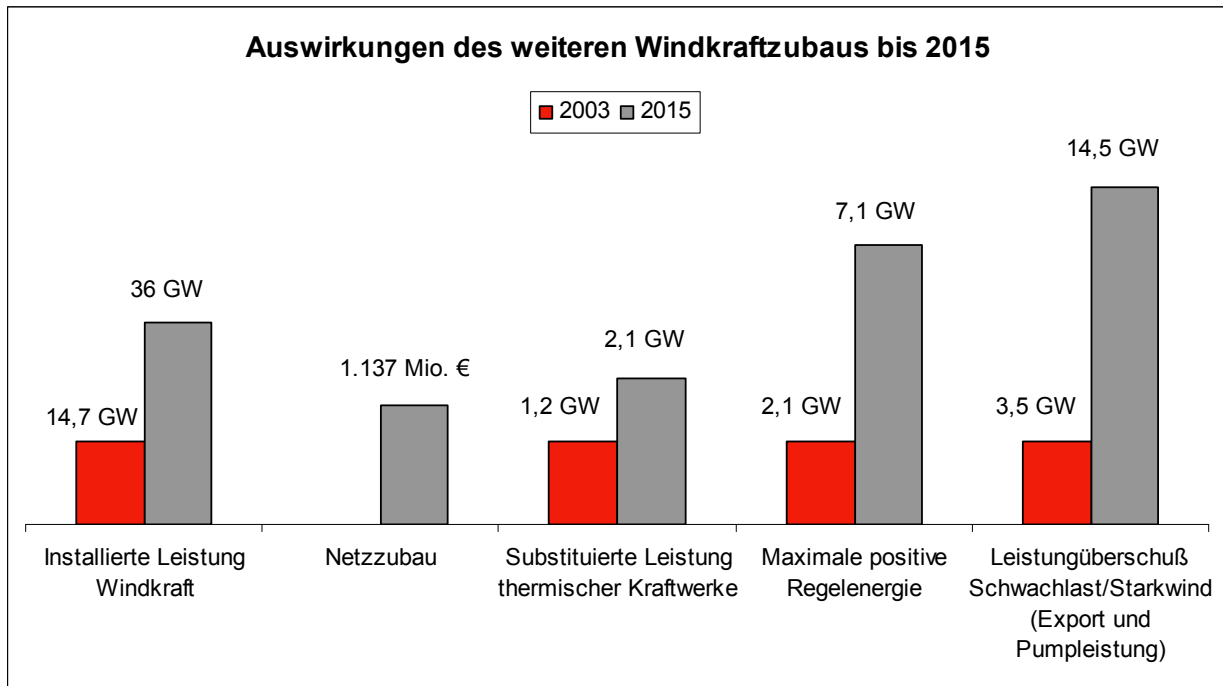


Abb. 2: Ergebnisse der Dena-Netzstudie

## 2.2 Infrastrukturentwicklung

Der mögliche Einsatz von Energiespeichern hängt stark von den strukturellen Gegebenheiten ab. Deshalb wird hier insbesondere die sehr spezielle deutsche Situation unter verschiedenen Gesichtspunkten betrachtet.

Die elektrische Energieversorgung ist ein Teil der Infrastruktur. Sie ist in erster Linie von der industriellen Entwicklung eines Landes und den geografischen Gegebenheiten abhängig.

Deutschland ist im UCTE-Netz integriert, das fast ganz Europa überspannt. Alternativ bzw. ergänzend zur Speicherung von Energie wäre also auch ein weitflächiger Ausgleich selbst sehr großer Leistungen vorstellbar. Dabei ist allerdings zu beachten, dass alle europäischen Länder ähnliche Ausbauprogramme für regenerative Energien verfolgen, so dass zu erwarten ist, dass Überschuss- oder Mangelsituationen großräumig auftreten. Es ist daher davon auszugehen, dass in Zukunft immer größere Entfernungen überwunden werden müssen, um Regi-

onen, die meteorologisch voneinander unabhängig sind und ggf. unterschiedliches Lastverhalten aufweisen, zu verbinden. Verschiedene Studien zeigen, dass bei einem europaweiten Ausgleich viele der kritischen Schwankungen insbesondere der Windenergie sehr stark ausgeglichen werden können. Ein weiterer Ausbau der Freileitungsnetze stößt jedoch seit langem in der Bevölkerung auf Ablehnung, so dass ohne politische Unterstützung nicht damit zu rechnen ist, dass die hierfür erforderlichen Übertragungsleistungen hinreichend schnell bereitgestellt werden können. Als technische Alternative zu der heute üblichen Drehstromtechnik bietet sich die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) an, um große Mengen elektrischer Energie mit möglichst geringen Verlusten über große Entfernungen übertragen zu können.

## 2.3 Energiewirtschaftliche Aspekte

Die elektrische Energieversorgung hat unterschiedliche, zum Teil widersprüchliche Optimierungsziele zu erfüllen. Für den Regelfall ist kostengünstige Energie zu liefern. In einem freien Markt gewährleistet dies der freie Zugang für möglichst viele Teilnehmer und eine hohe Liquidität. Die physikalische Lieferung muss mit hoher Zuverlässigkeit erfolgen. Da die elektrische Energieversorgung auch in vielen Bereichen sicherheitsrelevante Bedeutung hat, ist eine Verfügbarkeit nahe 100 % gefordert. Dies wird durch den Einsatz von Regellenergie und Reserveleistung unterstützt.

### **Fahrplanenergie und fluktuierende Einspeisung**

In der öffentlichen Versorgung stellt die Fahrplanenergie die Regelversorgung dar. Durch Handel an öffentlichen Handelsplätzen unterliegt sie einem strengen Wettbewerb. Energiespeicher beziehen heute aus zeitlich schwankenden Preisen (Spreads) ihren wirtschaftlichen Ertrag, indem sie bei niedrigen Preisen geladen werden und bei hohen Preisen ihre Energie wieder ins Netz abgeben. Nach Abschluss der Handelsgeschäfte dient die Fahrplanenergie zur Planung des Systembetriebs. Ihr wird die von der Prognose abweichende Einspeisung fluktuierender Stromerzeuger, wie z. B. der Windenergie, überlagert. Dies kann die Systemführung erheblich erschweren oder beeinträchtigen.

### **Regelleistung**

Auch ohne fluktuierende Einspeisung ist in unterschiedlichen Zeitskalen abrufbare Regellenergie zum Systemausgleich notwendig. Während die Ausweitung des UCTE-Verbunds zu einer Verringerung des spezifischen Bedarfs an Regelleistung führte, wird durch zunehmende fluktuierende Einspeisung dieser wieder erhöht. Auf den Märkten für Regelleistung können Energiespeicher einen möglichen Deckungs-

beitrag erzielen. Sie stehen dabei aber in Konkurrenz zur rotierenden Reserve aus dem gesamten Kraftwerkspark mit einer derzeit noch sehr hohen Kapazität, bei gleichzeitig günstigen Aufwendungen.

#### **Reserveleistung**

Neben der kontinuierlich erforderlichen Regelenergie im Minutenbereich, wird Reserveenergie nur in selten auftretenden Notsituationen benötigt, wobei allerdings erkennbar ist, dass derartige Situationen inzwischen häufiger auftreten. Hierbei wird in der Regel eine hohe Leistung für eine begrenzte Zeit (Stunden bis Tage) benötigt. Hierfür kommen heute in erster Linie Anlagen mit spezifisch geringen Leistungskosten (Gasturbinen) zum Einsatz.

## **3 Anwendungsmöglichkeiten für Energiespeicher – Wirkungsmechanismen und Handlungsstrategien**

In Abhängigkeit von den unterschiedlichen Leistungen, Speicherkapazitäten und Aufgaben, werden Speichertechnologien sowohl zentral im Übertragungsnetz, dezentral in den Verteilungsnetzen oder aber auch netzautark eingesetzt.

### **3.1 Anwendungen in Übertragungsnetzen**

Im großen Leistungsbereich der mittel- bis langfristigen Speicherung lassen sich im Wesentlichen drei Hauptanwendungsfelder für stationäre Speichertechnologien im Netzverbund identifizieren:

#### **3.1.1 Zentraler Großspeicher für Energiehandel und Regelaufgaben**

Ein zentraler Speicher wird zum Verschieben von preisgünstiger Erzeugung „off-peak“ aus Kraftwerken mit niedrigen variablen Stromgestehungskosten (dazu zählen auch Windenergieanlagen) in Tageszeiten mit hohem Verbrauch und hohen Strompreisen („peak“) verwendet. Die Investitionskosten des Speichers werden über die Preisdifferenzen



zwischen Einlagerungspreis (Einspeichern) und Verkaufspreis (Auspeichern) abzüglich der Wirkungsgradverluste und der Betriebskosten refinanziert.

Abbildung 3 zeigt den typischen Einsatz eines Speichers orientiert am Großhandelsmarkt am Beispiel der EEX-Preise vom 14. Juli 2002 (Sonntag) bis zum 20. Juli 2002 (Samstag). Das niedrige Preisniveau am Sonntag sowie während der Nachtstunden werden zum Einspeichern genutzt, zu Hochpreisstunden während der Werktage wird die Energie wieder ausgespeichert.

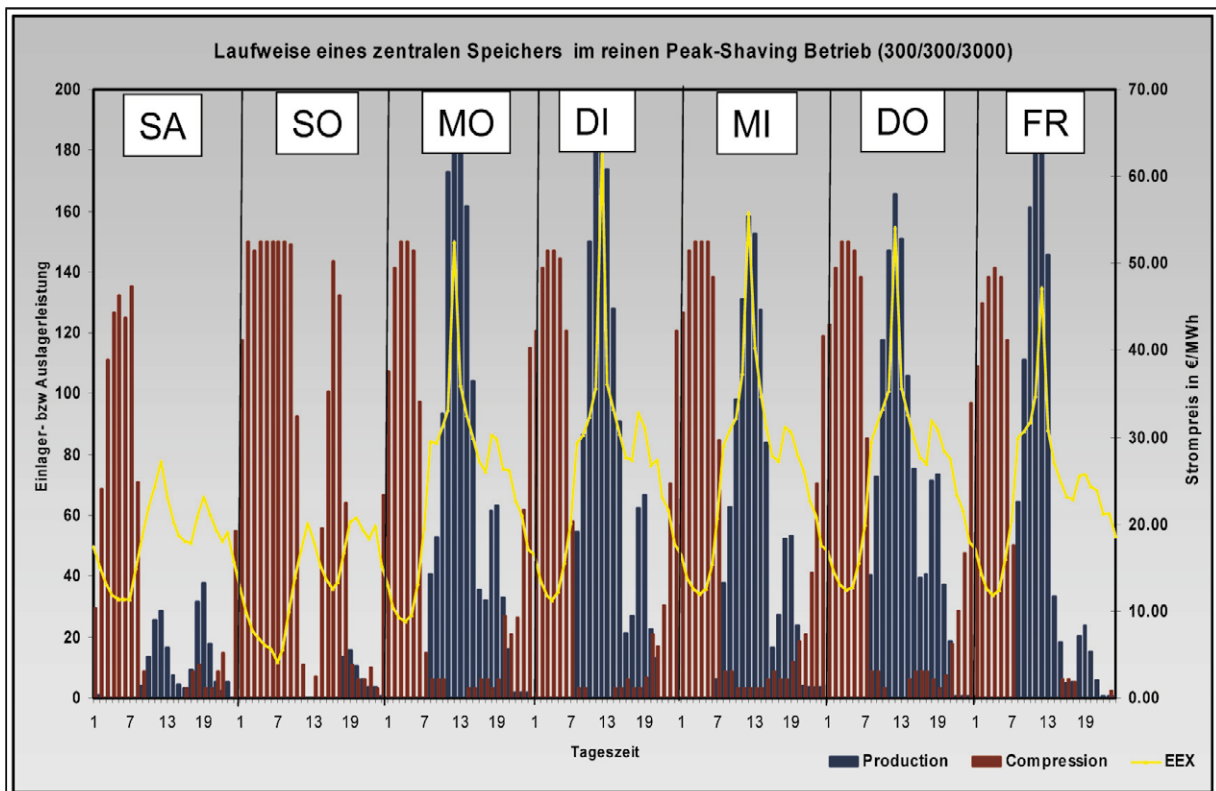


Abb. 3: Typische Laufweise eines Speichers auf dem Großhandelsmarkt am Beispiel eines Druckluftspeichers (Quelle: EWI) Dabei bezeichnet „Compression“ Zeiträume, in denen Energie eingespeichert wird und „Production“ Zeiträume, in denen Energie aus dem Speicher ans Netz abgegeben wird.

Der Speicher bewirkt tendenziell eine Glättung untertäglicher Preisschwankungen, da er in Niedrigpreisstunden die Stromnachfrage erhöht und in Hochpreisstunden dem Markt zusätzliche Strommengen zur Verfügung stellt. Daraus wird ersichtlich, dass mit steigender Speicherkapazität die Preisdifferenz sinken wird, was dazu führen könnte, dass damit diesen Speichern ihre wirtschaftliche Grundlage entzogen wird. Dem entgegen steht die Zunahme des Ausgleichsbedarfs durch die Erhöhung der Anteile fluktuierender Stromerzeuger. Die Gesamtentwicklung ist insbesondere bei langfristigen Investitionen in Speicherprojekte zu beachten.



Falls ein Speicher den entsprechenden Anforderungen genügt, kann der Betreiber auf den entsprechenden Märkten auch Regelenergie und andere Systemdienstleistungen anbieten. Folgende Systemdienstleistungen können durch Speicher bedient werden:

- positive und negative Primärregelung (Bereitstellung innerhalb von 30 s, für eine Dauer von bis zu 15 min),
- positive und negative Sekundärregelung (Bereitstellung innerhalb von 5 min, Dauer der Lieferung: bis zu 1 h),
- positive und negative Minutenreserve (Bereitstellung innerhalb von 15 min, für eine Dauer bis zu 4 x 15 min),
- Blindleistungskompensation (ggf. auch ohne Wirkleistungslieferung – Phasenschieberbetrieb) und
- Schwarzstart von Netzen oder Netzbereichen nach einem Netzzusammenbruch.

Für die Bereitstellung von Primärregelreserve kommen aufgrund der geforderten Dynamik derzeit nur Batteriespeicher in Frage. Pumpspeicher werden häufig zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung herangezogen. Andere Speichertechnologien, wie Druckluftspeicher sind zwar im Vergleich zu anderen thermischen Kraftwerken als flexibel einzuordnen, benötigen aber etwa 15 Minuten bis sie ihre volle Leistung abgeben können, so dass sie nur für die Minutenreservebereitstellung geeignet sind.

Bei Wirkleistungsabgabe oder -aufnahme (Laden oder Entladen) ist eine Blindleistungsregelung immer möglich. Interessant ist jedoch häufig auch eine Betriebsweise, bei der eine Blindleistungslieferung bzw. -aufnahme auch ohne Wirkleistung möglich ist (Phasenschieberbetrieb). Dies ist derzeit nur bei Pumpspeicherkraftwerken bzw. bei Anlagen mit Vollstromrichter möglich. Bei Druckluftspeicher-Kraftwerken müsste hierfür die Turbine vom Generator abgekuppelt werden. Eine Schwarzstartfähigkeit ist bei fast allen Speichertechnologien gegeben. Da das Angebot dieser Dienstleistungen in ausgedehnten Netzen sehr hoch ist, spielen diese Deckungsbeiträge für Speicher kaum eine Rolle.

### 3.1.2 Zentraler Großspeicher zur Überbrückung längerer Flauten und für saisonalen Ausgleich

Bei weiterem Ausbau der erneuerbaren Energien stellt sich die Frage, wie zukünftig auch die saisonalen Schwankungen im Dargebot – Überschuss- und Mangelsituationen – beherrscht werden können. Speicher, die ausschließlich für diesen Zweck errichtet würden, müssten sehr groß sein (Entladedauer im Bereich von mehreren Tagen bis einige Wochen, bei einem Leistungsbedarf für Deutschland von insgesamt einigen 10 GW), würden aber nur wenige Lade-/Entladezyklen

pro Jahr ausführen. Da die Energiespeicherung aufgrund der generell hohen Investitionskosten umso wirtschaftlicher wird, je häufiger der Speicher zum Einsatz kommt, könnte hierfür ggf. eine kombinierte Speichernutzung, d.h. eine gleichzeitige Beteiligung an täglich wiederkehrenden Regelaufgaben (bei der Wasserstoff-Kavernenspeicherung auch die Ko-Nutzung des Energieträgers für andere Zwecke), zielführend sein. Hierfür sind Speicherkonzepte prädestiniert, bei denen auch eine deutliche Vergrößerung der Kapazität nur mit relativ geringen Mehrkosten verbunden ist.

### 3.1.3 Pufferspeicher und Netzeinspeisemanagement

Ebenfalls diskutiert, aber in der Praxis derzeit nicht durchgeführt, wird häufig auch die Anwendung von Speichern, die als „Puffer“ direkt einer Erzeugungseinheit (Kraftwerk oder Windpark) zugeordnet sind. In einem ausgedehnten Netz erweist es sich jedoch als sinnvoller, aufgrund von Skalen- und Ausgleichseffekten große Speicher im Netz zu installieren.

Im Zuge des konzentrierten Ausbaus der Stromerzeugung aus Off-shore-Windenergie im Küstenbereich an Nord- und Ostsee wird zukünftig der Bedarf an Übertragungskapazitäten von der Küste in die Verbrauchszentren (Mittel- und Süddeutschland) ansteigen und einen Ausbau des Netzes notwendig machen. Auch wenn es durch aufwendige Genehmigungsverfahren u. U. zu Verzögerungen im notwendigen Netzausbau kommt, würde dies voraussichtlich nur zu einem vorübergehenden wirtschaftlichen Vorteil für solche lokal eingesetzte Pufferspeicher führen, der wahrscheinlich unter der wirtschaftlichen Lebensdauer derartiger Anlagen liegen würde.

## 3.2 Dezentrale Anwendungen

Im Zusammenhang mit dem Strukturwandel der elektrischen Energieversorgung und gefördert durch die Entwicklung neuer Speichertechnologien, kombiniert mit modernen Stromrichtern, werden in Zukunft vielfältige Anwendungen für Energiespeichersysteme insbesondere auch im Bereich der Verteilungsnetze erwartet.

Zukünftige Energieversorgungskonzepte werden geprägt sein von einem zunehmenden Anteil von Stromerzeugern auf Basis regenerativer Energieträger sowie von dezentralen KWK-Anlagen, die in Mittel- und Niederspannungsnetze einspeisen. Die Netze und die damit verbundenen Systemdienstleistungen müssen diesem Änderungsprozess Rechnung tragen. Dies ist insbesondere auch Gegenstand der Strategic Research Agenda „Smart Grids“ der EU, die den Rahmen

der Forschung auf diesem Gebiet beschreibt. Parallel mit der Zunahme der dezentralen Energieversorgung ist dabei von einem wachsenden Speicherbedarf in den Verteilungsnetzen auszugehen. Dies gilt insbesondere für Systeme auf Basis regenerativer Energien wie Sonne und Wind, die nur dann Wärme oder Strom bereitstellen, wenn diese Energie gerade zur Verfügung steht. Aber auch bei KWK-Anlagen ist der Einsatz von Speichern geboten, um die in diesen Prozessen gleichzeitig erzeugten Strom- und Wärmemengen zu entkoppeln und so die Lieferung an den jeweiligen Bedarf anzupassen.

Die Einsatzmöglichkeiten von dezentralen Energiespeichern sind sehr vielseitig und reichen von einer Vergleichmäßigung der Energielieferung bis zur Überbrückung von kurzfristigen Versorgungsunterbrechungen bei sensiblen Kunden. Selbstverständlich können dezentral im Netz verteilte Speicher neben den lokalen Regelaufgaben auch – zu Clustern („virtuelle Großspeicher“) zusammengefasst – für übergeordnete Aufgaben im Übertragungsnetz eingesetzt werden und sich so an der Bereitstellung von Systemdienstleistungen beteiligen. Die Palette der Einsatzmöglichkeiten zeigt Abbildung 4.

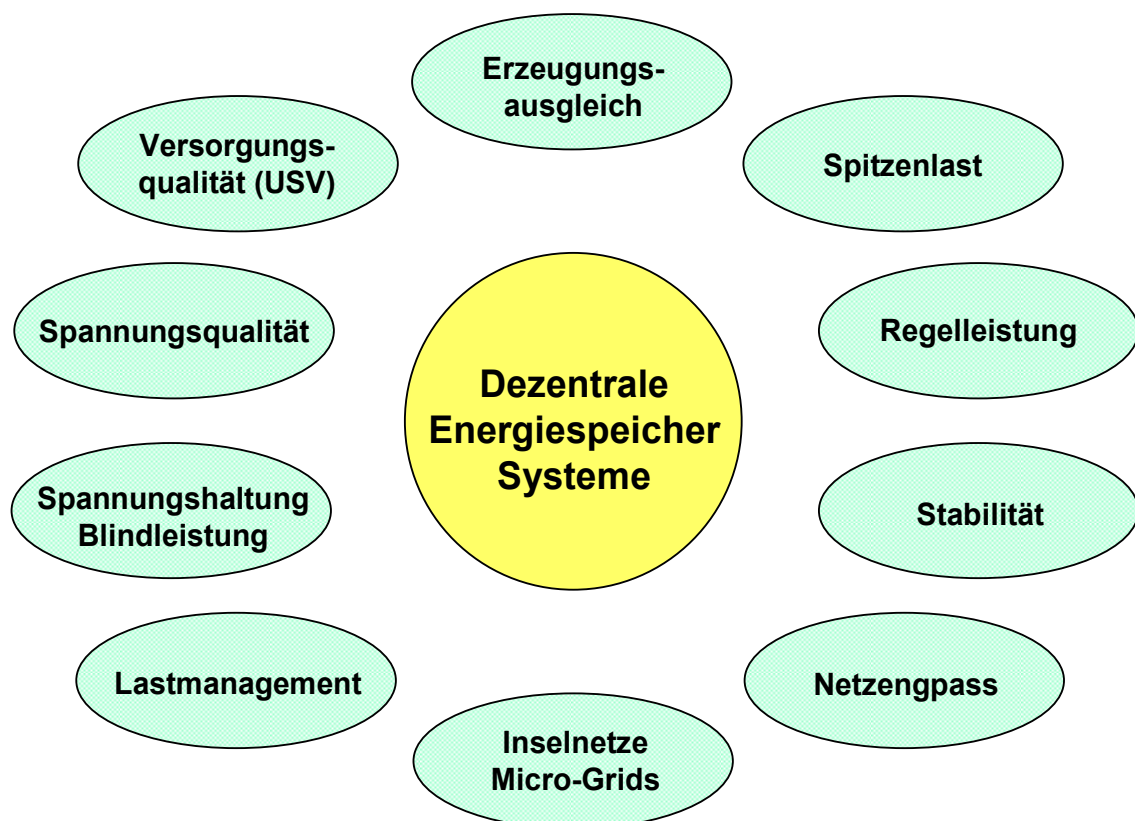


Abb. 4: Einsatzmöglichkeiten von dezentralen Energiespeichern

**Multifunktionale Speichersysteme**

In vielen Fällen wird es möglich sein, eine Speicheranlage nicht nur für einen, sondern für mehrere der genannten Anwendungsfälle einzusetzen. So könnte z. B. eine Unterbrechungsfreie-Stromversorgungsanlage (USV), die nur äußerst selten bei Netzstörungen benötigt wird, für die restliche Zeit zur Reduzierung von Netzurückwirkungen eingesetzt werden oder sich im Rahmen ihrer Möglichkeiten – eingebunden in ein virtuelles Kraftwerk – auch an der Bereitstellung von Systemdienstleistungen beteiligen. Der Einsatz eines einzigen Speichersystems für mehrere Aufgaben bedingt natürlich hohe Anforderungen an das Speichermanagement, damit z. B. die primäre Aufgabe der USV beim Auftreten einer Versorgungsunterbrechung auch erfüllt werden kann. Es kann daher durchaus sinnvoll sein, eine etwas größere Speicherkapazität zu wählen, da durch einen derartigen multifunktionalen Einsatz die Wirtschaftlichkeit deutlich verbessert werden kann. Die Auswahl eines geeigneten Speichersystems hängt hier besonders stark von den unterschiedlichen Einsatzszenarien ab. Zu dieser Kategorie von Speichern zählen auch Batterien in zukünftigen Elektrofahrzeugen. Deren primäre Aufgabe ist der Antrieb des Fahrzeugs. Während sie jedoch zum Laden an das Netz angeschlossen sind, können sie noch eine Vielfalt anderer Aufgaben wahrnehmen (s. Abschnitt 4.6).

## 4 Speichertechnologien: Stand der Technik und Entwicklungspotentiale

Für die Energiespeicherung im Zusammenhang mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien kommen verschiedene Energieformen bzw. Speicherverfahren in Betracht:

- Potentielle Energie mit Wasser-Speichern,
- Mechanische Energie mit Druckluft-Speichern,
- Elektrochemische Energie mit Batterien und
- Chemische Energie z. B. mit Wasserstoff (-Verbindungen).

In der vorliegenden Studie werden vorrangig nur elektrisch reversible Speicher betrachtet, also solche, bei denen elektrische Energie zugeführt und später bei Bedarf abzüglich der Verluste wieder elektrische Energie entnommen werden kann, auch wenn die Energie in anderer Form gespeichert wird, z. B. Pump- oder Batteriespeicher. Bei anderen Speichern wird die Energie für nicht elektrischen Bedarf genutzt, z. B. für die Raumheizung (Elektro-Speicherheizung) oder für den Betrieb von Kühlhäusern.

In der Langfassung der Studie werden die Technologien im Detail beschrieben. Weiterhin wird dort auch noch auf andere Speichermöglichkeiten eingegangen.

### 4.1 Pumpspeicherkraftwerke

Pumpspeicherkraftwerke werden heute vor allem im Verbundnetz genutzt, um Wasserkraft in der Spitzenlast einsetzen zu können, das Gleichgewicht zwischen Bedarf und Erzeugung in jedem Augenblick zu gewährleisten und um die Energieerzeugung in den thermischen Kraftwerken zu vergleichmäßigen.

Von der ursprünglichen Aufgabenstellung der täglichen Energieveredelung und Spitzenlastdeckung hat sich bei Pumpspeicherkraftwerken in den letzten zwei Jahrzehnten zusehends die Zielsetzung hin zur Leistungsfrequenzregelung, d.h. zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung, verlagert.

Für den längerfristigen Ausgleich fluktuierender Windenergie reichen die in Deutschland möglichen Leistungen und Speicherkapazitäten bei weitem nicht aus. Gegenwärtig sind hier Pumpspeicher mit etwa 7000 MW und Entladezeiten von einigen Stunden in Betrieb, die meist im täglichen Zyklus für Frequenzregelung und Stromhandel genutzt werden. Die gesamte Speicherkapazität beträgt etwa 40 000 MWh.

Große Pumpspeicher befinden sich insbesondere in den alpinen Regionen der Nachbarländer. Derzeit wird auch darüber nachgedacht, die dort vorhandenen großen Saisonspeicher mit einer Pumpfunktion nachzurüsten.

Mit Pumpspeichern lassen sich Zyklenwirkungsgrade im Bereich 75 – 80 % erreichen. Die Anfahrzeiten liegen bei wenigen Minuten, z. B. für den Pumpspeicher Goldisthal: 75 s bis zur vollen Turbinenleistung und 185 s bis zur vollen Pumpleistung (jeweils aus dem Stillstand). Bei den Pumpspeicherkraftwerken handelt es sich um eine sehr ausgereifte Technologie mit hohen Wirkungsgraden, hoher Verfügbarkeit und langer Lebensdauer, die nur noch begrenztes Potential zur technischen Weiterentwicklung hat.

Die Entwicklung der Pumpspeicherkraftwerke geht hin zu größeren Fallhöhen und zu größeren Kraftwerksleistungen. Dennoch werden aufgrund der geringen Stückzahlen und des hohen Baukostenanteils die Investitionskosten auch weiterhin sehr hoch sein. Neuere Pumpspeicher mit stromrichtergespeisten Maschinen bieten heute auch die Möglichkeit zur Regelung im Pumpbetrieb.

Pumpspeicher-Kraftwerke sind an schwer erfüllbare topographische Voraussetzungen gebunden und erfordern gravierende Landschaftseingriffe, da in der Regel die Ober- und Unterbecken künstlich angelegt werden müssen. Genehmigungsverfahren werden damit sehr (zeit)aufwändig und hohe Auflagen sind zu erwarten. Mögliche Standorte sind zudem weit entfernt (> 500 km) von Gebieten mit hohem Windenergiepotential.

In Deutschland ist aufgrund der geographischen Begrenztheit der Standorte und der mangelnden Akzeptanz in der Bevölkerung momentan kein nennenswerter Zuwachs an Pumpspeicherkraftwerken zu erwarten. Bei gegebener Notwendigkeit für zusätzliche Speicherleistung und -kapazität wird auch hier – ähnlich wie bei Genehmigungsverfahren von Leitungsneubauten – die Politik gefordert sein, um die hierfür erforderlichen Rahmenbedingungen zu schaffen.

## 4.2 Druckluftspeicherkraftwerke

Druckluftspeicherkraftwerke – oft auch als CAES-Kraftwerke bezeichnet (CAES – Compressed Air Energy Storage) – arbeiten in einem Leistungsbereich und mit Betriebscharakteristiken, die Pumpspeicherkraftwerken ähnlich sind. Entsprechend sind auch die Zielanwendungen dieser Speichertechnologie ähnlich.

Bei Druckluftspeicherkraftwerken wird die einzuspeichernde Energie durch den Antrieb von Kompressoren dazu genutzt, ein Luftreservoir, vorzugsweise in künstlich erstellten Salzkavernen, auf ein erhöhtes

Druckniveau zu bringen. Die Entladung des Speichers erfolgt durch die Entspannung der komprimierten Luft in geeigneten Turbinen. Man unterscheidet zwischen „diabaten“ und „adiabaten“ CAES:

Bei **diabaten** CAES wird die während der Beladung entstehende Kompressionswärme über Luftkühler in die Umgebung abgeführt und ist damit für den Prozess verloren. Bei der Expansion muss daher die Luft wieder durch eine zusätzliche Gasfeuerung aufgeheizt werden. Die erreichbaren Speicherwirkungsgrade, unter Berücksichtigung des zusätzlichen Brennstoffbedarfs, sind bei diesem Typ deshalb prozessbedingt beschränkt und liegen im Bereich 42 – 54 %, je nachdem, ob die Abwärme der Gasturbine für die Vorheizung der Luft genutzt wird.

**Adiabate** Druckluftspeicherkraftwerke (ACAES) dagegen nutzen für das Wärmemanagement einen zusätzlichen Wärmespeicher. Damit kann hier die Kompressionsabwärme wieder in den Entladeprozess eingekoppelt werden (Abbildung 5) und es entfällt dadurch die sonst benötigte Zufuhr von Fremdwärme. Der Speicher ermöglicht daher einen lokal emissionsfreien Betrieb. Dabei sind hohe Gesamtwirkungsgrade bis zu 70 % möglich.

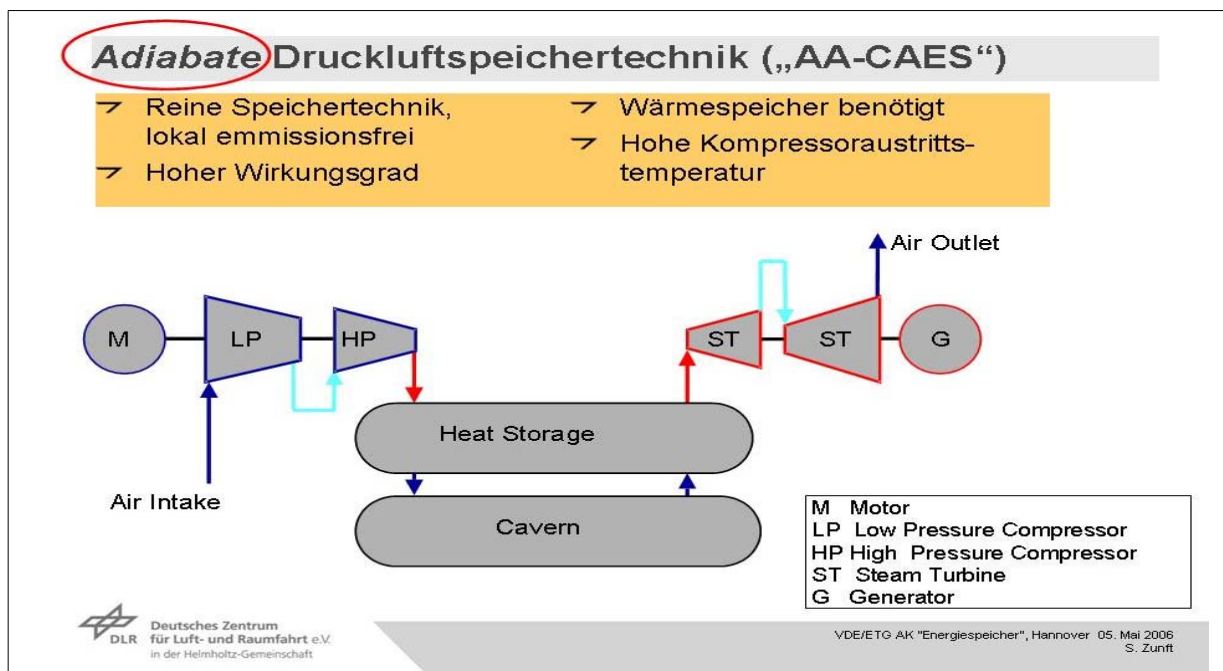


Abb. 5: Prinzipskizzen eines adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks



Die Nennleistung einer Einheit bewegt sich etwa zwischen 100 und 400 MW, wobei in dem hier dargestellten Konzept (Abbildung 5) die Motor-/Kompressorleistung unabhängig von der Turbinen-/ Generatorleistung gewählt werden kann. Die Speicherkapazität bestimmt sich über die Größe bzw. die Zahl der untertägigen Kavernenspeicher.

Speicherkavernen lassen sich in unterirdischen Salzstöcken ohne Bergbau durch Aussolung erzeugen. Der beim adiabaten Kraftwerkstyp zusätzlich benötigte Wärmespeicher bemisst sich aus der für die Expansion benötigten Wärmemenge. Hierfür kommen im Prinzip Flüssig- oder Feststoffspeicher in Frage.

Die für die Teilnahme am Regelenergiemarkt (Minutenreserve, Tertiärregelung) benötigte Schnellstartfähigkeit von 15 Minuten kann von beiden Anlagentypen erreicht werden.

Bisher wurden weltweit zwei diabate CAES-Anlagen gebaut, die seit vielen Jahren erfolgreich betrieben werden. Die adiabate Druckluftspeichertechnik befindet sich in einem fortgeschrittenen Konzeptstadium, das bereits mittelfristig eine Umsetzung erwarten lässt: Die Techniken für die Einzelkomponenten sind im Prinzip vorhanden, an den konkreten Entwurf sind jedoch hohe Anforderungen gestellt. Es ist davon auszugehen, dass bei der Errichtung zukünftiger CAES-Kraftwerke in Europa die adiabate Variante klar bevorzugt werden wird, so dass hier auch nur diese Variante näher betrachtet wurde.

Das Nutzungspotential der Technik – wesentlich mitbestimmt durch die Verfügbarkeit geeigneter Salzformationen zur Erstellung von Speicherkavernen – wird insbesondere an den nordwesteuropäischen Küsten nach bisherigen Untersuchungsergebnissen als günstig eingeschätzt. Einschränkend ist anzumerken, dass die konkurrierende Nutzung für die Erdgasspeicherung die Verfügbarkeiten mindert.

### 4.3 Wasserstoff-Speichersysteme

Wasserstoff als Energieträger, obwohl industriell in großen Mengen eingesetzt, spielt in den heute etablierten Energiesystemen noch keine nennenswerte Rolle – weder als Endenergieträger beim Anwender noch als Medium zur Energiespeicherung. Dies könnte sich jedoch zukünftig ändern.

Der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien wird Großspeicher erfordern, die Energie für einen längeren Zeitraum vorhalten können (mehrere Tage bis Wochen bei Windflauten und zum Ausgleich saisonaler Erzeugungsunterschiede), bei gleichzeitig hoher Leistung. Dafür in Frage kommende Speicher müssen Leistungen im GW-Bereich und Kapazitäten bis mehrere 100 GWh aufweisen – also mit einer Entladedauer im Bereich von mehreren Tagen bis Wochen. Diese Leistungen können zwar auch mit konventionellen Pumpspeicher- und Druckluft-



speicherkraftwerken erreicht werden, nicht jedoch die geforderten Speicherkapazitäten.

Aufgrund der relativ hohen Energiedichte bietet sich hierfür insbesondere Wasserstoff an, unter Druck gespeichert in unterirdischen Salzkavernen. Aus vergleichbaren Kavernen lässt sich mit Wasserstoff etwa die 60-fache Nutz-Energiemenge (el. Energie) entnehmen, die bei Druckluft (CAES) möglich wäre (s. Abbildung 6). Wasserstoffkavernen sind in der petrochemischen Industrie Stand der Technik; außerdem kann auf die umfangreichen Erfahrungen beim Bau von Erdgaskavernen zurückgegriffen werden. Eine spätere Nutzung heutiger Erdgaskavernen für die Speicherung von Wasserstoff erscheint mit gewissen Modifikationen grundsätzlich möglich.

Wasserstoff kann aus elektrischer Energie mit Hilfe von Elektrolyseuren erzeugt werden. Denkbar sind Hochdruck-Elektrolyseure, bei denen der Wasserstoff mit einem Druck von 5 MPa oder höher den Elektrolyseur verlässt, womit der Verdichtungsaufwand erheblich reduziert werden kann. Hier besteht Entwicklungsbedarf, um vorhandene Hochdruck-Elektrolyseure auf die hier erforderlichen Leistungen zu skalieren. Die Verdichtung auf den Kavernendruck von ca. 15 MPa und darüber kann mit konventionellen Verdichtern erreicht werden. Die Frage, wie flexibel Elektrolyseure im Rahmen des Lastmanagements auf Dargebotsschwankungen reagieren und damit zur Bereitstellung von Regelenergie beitragen können, wird derzeit noch kontrovers diskutiert.

Zur Wiederverstromung kommen Gasmotoren, Gasturbinen, Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD) und prinzipiell Brennstoffzellen in Frage. Bei der Verwendung von Wasserstoff in heutigen für Erdgas entwickelten Turbinen ist noch eine Beimischung von Erdgas erforderlich. An der Weiterentwicklung dieser Turbinen zu reinen Wasserstoffturbinen wird bereits gearbeitet.

Legt man in erster Näherung für die Elektrolyse einen Wirkungsgrad von 65%, für die Verdichtung von 97% und für den GuD Prozess von 60% zugrunde, so ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad von knapp 40%.

Durch die geringen spezifischen Kosten für das eigentliche Speichermedium (Wasserstoff, Kavernenvolumen) ist dies neben mit Pumpfunktion nachgerüsteten Wassersaisonspeichern die einzige Technologie, die für einen Einsatz in Frage kommt, bei dem nicht täglich, sondern im Schnitt seltener als einmal in der Woche, die Energie genutzt wird. Derartige Speicher könnten für den Ausgleich von Großwetterlagen Bedeutung gewinnen. Zudem besteht u. U. eine direkte Nutzungsmöglichkeit des Wasserstoffs z. B. im Verkehrssektor oder anderen industriellen Prozessen. Es ist also nicht zwangsläufig eine Rückwandlung in elektrische Energie notwendig. Wirtschaftliche Synergien aus dem direkten Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff werden daher erwartet.

## 4.4 Vergleich der Speicherkapazitäten

Um die jeweilige Eignung der verschiedenen Speichertechnologien mit hohem geometrischem Speichervolumen für unterschiedliche Einsatzszenarien vergleichen zu können, wird die spezifische Speicherkapazität unter Einbeziehung des Wirkungsgrades betrachtet. Die Tabelle zeigt die auf das Volumen bezogenen Netto-Speicherdichten. Die erheblich größere Kapazität des Wasserstoffspeichers resultiert aus der chemischen Bindungsenergie.

### Vergleich der volumetrischen Speicherkapazitäten

	spezifische Nettospeicherkapazität	Wirkungsgrad
Pumpspeicher-Kraftwerk	0,7 kWh/m <sup>3</sup>	80%
Adiabates Druckluftspeicher-Kraftwerk	2,9 kWh/m <sup>3</sup>	70%
Wasserstoff-Speicher (Elektrolyse-Speicher-Wiederverstromung)	187 kWh/m <sup>3</sup>	40%

### Annahmen:

Pumpspeicher-Kraftwerk	Fallhöhe	300 m
Adiabates Druckluftspeicher-Kraftwerk	Druckspiel	2 MPa
Wasserstoff-Speicher	Druckspiel	11 MPa

Angewendet auf einen Speicher mit jeweils gleichem geometrischem Gesamtvolumen von 8 Mio. m<sup>3</sup>, dies entspricht dem derzeit größten Erdgaskavernenspeicher in Norddeutschland, ergeben sich die in Abbildung 6 eingetragenen Speicherkapazitäten. Zum Verleichen: Das Speichervolumen des größten deutschen Pumpspeicher-Kraftwerks Goldisthal beträgt 12 Mio. m<sup>3</sup>. Dieses Beispiel demonstriert die endliche Kapazität zukünftiger Großspeicher. Kavernenfelder dieser Kapazität können nicht beliebig zugebaut werden. Die Grenzen ergeben sich neben den Kosten vor allem aus der Verfügbarkeit geeigneter geologischer Formationen.

Die Abbildung 6 veranschaulicht auch die Größenordnung der aufgeführten Speicherkapazitäten bei dem angenommenen Speichervolumen von 8 Mio. m<sup>3</sup> im Vergleich zu der eingespeisten Windleistung über einen Zeitraum von etwa 3 Wochen im Übertragungsnetz der E.ON Netz AG Anfang 2007. Es ist klar ersichtlich, dass sich der Einsatz von Pumpspeicher- und Druckluftspeicher-Kraftwerken in erster Linie auf den Ausgleich von kurzzeitigen Prognoseabweichungen bzw. die Bereitstellung von Regelernergie beschränken wird. Für einen

längerfristigen Ausgleich der fluktuierenden Windenergie Produktion reicht deren Kapazität nicht aus. Wasserstoffspeicher im geologischen Untergrund erlauben dagegen bei gleichem geometrischem Volumen einen Ausgleich über erheblich längere Zeiträume. Hieraus ergibt sich, dass allein Wasserstoffspeicher zumindest in technischer Hinsicht die Möglichkeit bieten, fluktuierende Windenergie über längere Zeiträume planbar einzusetzen.

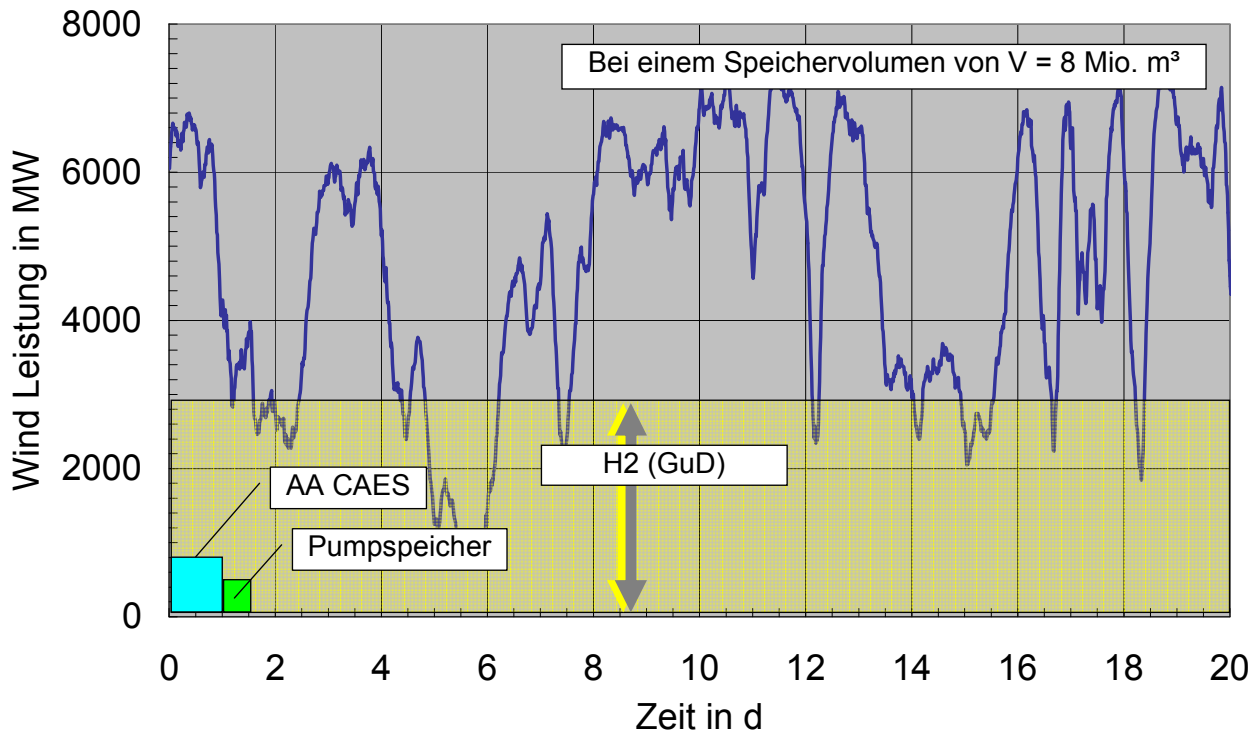


Abb. 6: Vergleich verschiedener Speichermedien mit eine Speichervolumen von 8 Mio. m<sup>3</sup> in Relation zur Einspeisung von Windenergie in das Netz der E.ON Netz AG Anfang 2007

## 4.5 Elektrochemische Speichersysteme

Elektrochemische Speichersysteme lassen sich gemäß Abbildung 7 klassifizieren. Die wichtigste Unterscheidung wird bzgl. der Integration des eigentlichen Energiespeichers vorgenommen. Bei Systemen mit internem Speicher sind der elektrochemische Energiewandlungsschritt und die Speicherung der Energie räumlich nicht voneinander zu trennen. Damit ist die speicherbare Energiemenge direkt mit der Lade- bzw. Entladeleistung verknüpft. Wird eine höhere Leistung benötigt, erhöht sich gleichzeitig die Größe des Energiespeichers und umgekehrt. Zu dieser Klasse gehören alle klassischen Akkumulatorsysteme,

die dann noch in Systeme unterschieden werden, die bei Raumtemperatur oder bei erhöhten Temperaturen arbeiten. Bei Systemen mit externem Speicher kann das Speichermedium von den Energiewandlungseinheiten getrennt und unabhängig gelagert werden. Dadurch lassen sich die Energiewandlungseinheiten für den Lade- und den Entladeprozess völlig unabhängig von der Größe des Energiespeichers dimensionieren.

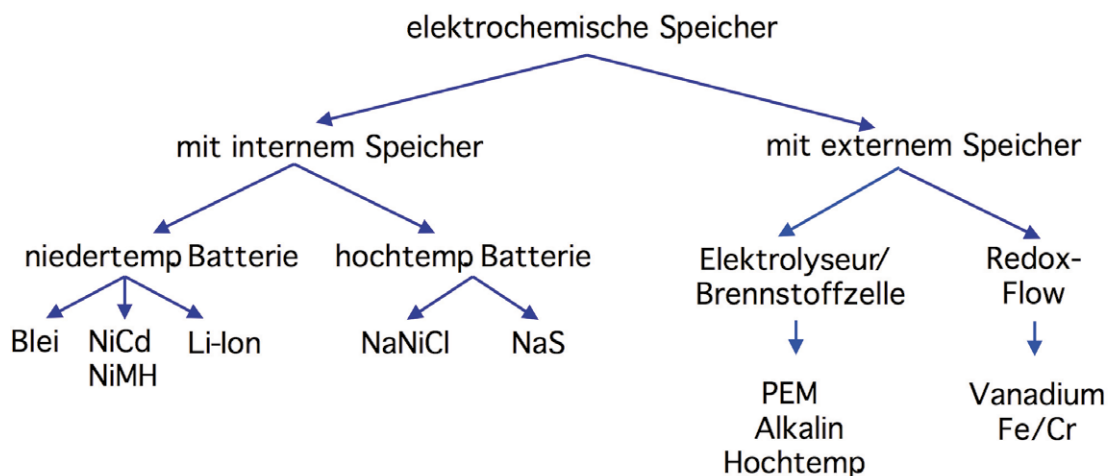


Abb. 7: Klassifizierung elektrochemischer Speichertechnologien

Die Zahl der Materialkombinationen, aus denen elektrochemische Batterien oder Akkumulatoren mit internem Speicher gebaut werden können, ist sehr groß. Als kommerziell verfügbare Batterietechnologien für den hier diskutierten Einsatz in Stromnetzen kommen derzeit nur Bleibatterien und NiCd-Batterien in Frage. Ein interessantes technisches Potential weisen Lithium-Ionen- und NiMH-Systeme sowie NaS und NaNiCl-Hochtemperaturbatterien auf. Die charakteristischen Daten der verschiedenen Batterietypen sind in Abbildung 8 in Form eines Ragone-Diagramms dargestellt.

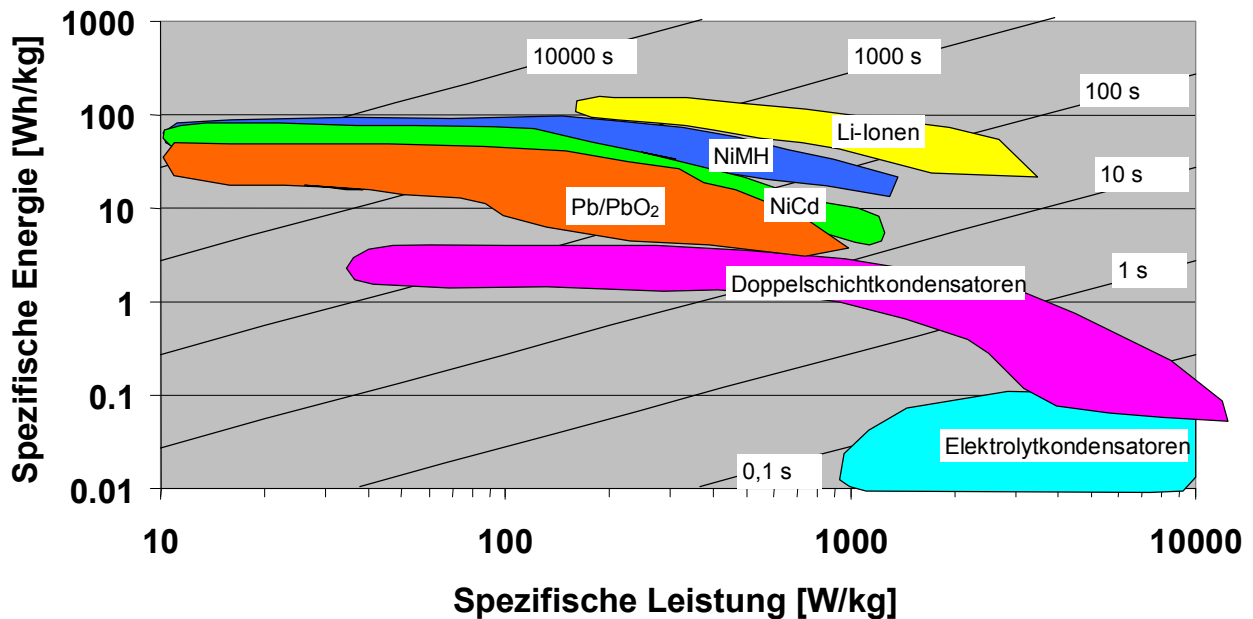


Abb. 8: Ragone Diagramm mit Darstellung der spezifischen Leistung und spezifischen Energie bezogen auf das Gewicht.

Bei elektrochemischen Energiespeichern mit externem Speicher sind der Wandler für elektrische in chemische Energie, der Energiespeicher und der Wandler für chemische in elektrische Energie voneinander unabhängige Einheiten. Dadurch lassen sich diese auch unabhängig voneinander dimensionieren und auch räumlich trennen. Dies gibt vor allem für die Speicherung großer Energiemengen zusätzliche Freiheitsgrade und Nutzungsmöglichkeiten für die gespeicherte Energie. Dazu gehören die Redox-Flow-Batterien aber auch die Wasserstoffspeichersysteme.

#### 4.5.1 Blei-Säure-Batterien

Stationäre Bleibatterien weisen gegenüber Starterbatterien einen höheren Qualitätsstandard auf. Es ist daher hier von einer Lebensdauer von 6 – 12 Jahren bei einer Zyklenlebensdauer um 2.000 Zyklen bei 80 % Entladetiefe auszugehen, wobei sich Zyklenwirkungsgrade um 80 – 90 % erreichen lassen. Die Kosten für derartige Batterien liegen heute zwar deutlich höher als bei Starterbatterien; bei Massenproduktion ist jedoch auch hier noch ein deutliches Kostensenkungspotential zu erwarten.

Ein Nachteil von Bleibatterien liegt bei der geringen Kapazitätsausnutzung bei hohen Strömen. Wird eine Batterie innerhalb einer Stunde entladen, erhält man nur etwa 50 – 70 % der Kapazität, die bei einer Entladung über 10 Stunden entnommen werden kann. Batteriespeichereinrichtungen in Netzen auf Basis von Bleibatterien wurden und werden

in der ganzen Welt gebaut, um lokale Probleme in der Energieversorgung zu lösen. Dazu gehören sowohl Anlagen in netzfernen Stromversorgungen, zur Stabilisierung von Netzausläufern als auch Anlagen zur Aufrechterhaltung von Frequenz- und Spannungsstabilität. Darüber hinaus kommen diese Batterien in der Notstromversorgung von Kraftwerken und Netzanlagen zum Einsatz.

## 4.5.2 Lithium-Ionen-Batterien

Lithium-Ionen-Batterien sind im Bereich portabler, mobiler Anwendungen (z. B. Laptop, Handy) innerhalb weniger Jahre zu der wichtigsten Speichertechnologie geworden. Sie zeichnen sich durch eine sehr hohe gravimetrische Energiedichte aus, was in diesem Marktsegment einen entscheidenden Wettbewerbsvorteil darstellt. Durch Massenproduktion konnte dort inzwischen eine beachtliche Kostenreduktion erzielt werden. Die heute noch hohen Kosten für hochwertige Batterien und Fragen der Sicherheit von Lithium-Ionen-Batterien stehen einer breiten Einführung in stationären und automobilen Anwendungen derzeit noch im Wege. Ab 2009 wird allerdings auch das erste Serienhybridfahrzeug von Daimler mit einer Lithium-Ionen-Batterie ausgeliefert werden.

Die hohe Zellspannung (bis zu 3,6 V/Zelle) erleichtert den Aufbau von Speichersystemen mit hoher Spannung. Standardzellen mit 5.000 Vollzyklen könnten kurzfristig am Markt verfügbar werden; höhere Zyklenzahlen werden für möglich gehalten. Ein weiterer Vorteil der Lithium-Ionen-Batterie ist der hohe Zyklenwirkungsgrad, der im Bereich 90 – 95 % liegt. Für den Einsatz im Bereich von großen Speichersystemen, wie sie im Netz- oder auch im Elektrotraktionsbereich notwendig sind, ist jedoch noch Entwicklungsaufwand erforderlich, da hier vor allem Preis und Lebensdauer die entscheidende Rolle spielen.

Während Lithium-Ionen-Batterien für den stationären Einsatz derzeit noch teuer sind und nur in einzelnen Anwendungen mit kurzen Entladezeiten (z. B. für Primärregelreserve) heute schon wettbewerbsfähig sind gegenüber z. B. Bleibatterien, konzentriert sich die Batterieindustrie auf die Anwendungen im Fahrzeugsektor. Insbesondere der Einsatz in Plug-in Hybrid- oder vollelektrischen Fahrzeugen ist aber auch aus Sicht der Stromspeicherung für das Netz von großem Interesse (s. Abschnitt 4.6).

## 4.5.3 Nickel-Metallhydrid- und Nickel-Cadmium-Batterien

Nickel-Metallhydrid-Batterien (NiMH) sind zunächst vor allem auch als Ersatztechnologie für Nickel-Cadmium-Batterien (NiCd) entwickelt worden. In der Tat weisen NiMH-Batterien auch die meisten der

positiven Eigenschaften der NiCd-Batterien auf. Mit NiMH-Batterien konnten darüber hinaus deutlich bessere gravimetrische Energiedichten erreicht werden. Bei den portablen mobilen Anwendungen wurden NiMH-Batterien inzwischen von den Lithium-Ionen-Batterien weitgehend verdrängt. Allerdings werden in den heute am Markt erhältlichen Hybridfahrzeugen fast ausschließlich NiMH-Batterien eingesetzt, da diese robust sind und ein geringeres Sicherheitsrisiko als Lithium-Batterien aufweisen.

Der Zyklenwirkungsgrad von NiCd und NiMH liegt auch aufgrund der geringen Zellspannung von nur 1,2 V nur bei etwa 70 %.

Die Kosten für NiMH-Batterien liegen derzeit im Bereich der Lithium-Ionen-Batterien, wobei den Lithium-Batterien aber das größere Kostenreduktionspotential zugeschrieben wird. Ein wirtschaftlicher Einsatz in stationären Anlagen erfordert eine sehr gute Zyklensdauer.

Nickel-Cadmium-Batterien sind aus technischer Sicht ein sehr erfolgreiches Batterieprodukt, das insbesondere als einzige Batterietechnologien auch bei Temperaturen im Bereich von  $-20$  bis  $-40^{\circ}\text{C}$  noch eine gute Leistungsfähigkeit aufweist. Auf Basis von NiCd-Batterien sind ähnliche Großbatterien in Betrieb, wie sie mit Bleibatterien realisiert worden sind. Vor kurzem wurde z. B. in Alaska eine Batteriespeicheranlage in Betrieb genommen (40 MW für 7 min, 26 MW für 15 min). Die Kosten sind allerdings gegenüber Bleibatterien um den Faktor 2 bis 3 höher.

Kritisch ist der Einsatz von Cadmium und daher steht die Technologie bei der EU auf der Prüfliste.

#### 4.5.4 NaNiCl- und NaS-Hochtemperaturbatterien

Natrium-Nickel-Chlorid- (NaNiCl, auch Zebra-Batterie genannt) und Natrium-Schwefel-(NaS)-Batterien unterscheiden sich von den o.g. Batterien dadurch, dass nicht der Elektrolyt in flüssiger Form vorliegt, sondern die Aktivmassen. Dafür haben NaNiCl- und NaS-Batterien einen Festkörperelektrolyt. Dabei handelt es sich typischerweise um ionenleitende Keramiken. Um eine ausreichende Ionenleitfähigkeit zu erreichen und die Aktivmassen in flüssigen Zustand zu versetzen, ist eine Betriebstemperatur im Bereich von  $270 - 350^{\circ}\text{C}$  notwendig. Bei täglicher Nutzung der Batterien kann bei entsprechend dimensionierter Isolierung die Temperatur der Batterien durch die eigene Reaktionswärme aufrechterhalten werden. Dadurch qualifizieren sich diese Batterien für Anwendungen mit täglicher Zyklisierung. Grundsätzlich haben beide Technologien das Potential zu geringen Kosten und hoher Zyklensdauer.

NaNiCl-Batterien haben die Eigenschaft, im Fehlerfall niederohmig zu werden. Dadurch führen Zellenfehler in Serienschaltungen nicht zu



einem vorzeitigen Ausfall des Gesamtsystems sondern nur zum Verlust der Spannung einer Zelle. Dadurch eignet sich die Technologie auch für den Einsatz in Anwendungen mit hoher Systemspannung.



Abb. 9: Natrium-Schwefel-Hochtemperaturbatterie für den Load-Levelling-Betrieb (Tokyo Electric Power Company, Tsunashima – 6 MW, 48 MWh)

Vor allem in Japan wird die NaS-Batterie intensiv für ihren Einsatz als Speicher in Netzen erforscht. So wird seit einigen Jahren von der Tokyo Electric Power Company eine Anlage mit 48 MWh Energiespeicher und 6 MW Leistung betrieben (Abbildung 9).

#### 4.5.5 Redox-Flow-Batterien

In Redox-Flow-Batterien besteht das aktive Material aus in einem flüssigen Elektrolyten gelösten Salzen. Der Elektrolyt wird in Tanks gelagert und bei Bedarf einer zentralen Reaktionseinheit für den Lade- oder Entladeprozess mittels Pumpen zugeführt. Da die Löslichkeit der Salze in den Elektrolyten üblicherweise nicht sehr hoch ist, werden Energiedichten im Bereich der Bleibatterie erreicht. Die zentrale Lade-/Entladeeinheit ist typischerweise eine mit Katalysatoren besetzte Membran und arbeitet ganz ähnlich wie eine Wasserstoffbrennstoffzelle bzw. ein Elektrolyseur. Die Tankgröße bestimmt den Energieinhalt der Batterie, die Lade-/Entladeeinheit die Leistung der Batterie. Redox-Flow-Batterien arbeiten mit einem Elektrolyttank für jede der beiden Elektroden. Beim Lade- und Entladeprozess wird die Wertigkeit der Ionen des Salzes geändert. Mehrere Kombinationen von Salzen wurden bereits erprobt.

Grundsätzlich eignet sich diese Batterietechnologie sehr gut für einen großtechnischen Einsatz, da der Bau großer Tanks sehr einfach und effektiv gemacht werden kann. Eine großtechnische Umsetzung ist bislang aufgrund von Materialproblemen jedoch noch nicht erfolgt. Belastbare Angaben zu den Eigenschaften liegen daher kaum vor.



Inklusive der erforderlichen Hilfsaggregate kann man von Systemwirkungsgraden um 75 % ausgehen.

## 4.6 Energiespeicherung im Verkehrssektor

Mittelfristig müssen Lösungen zur mobilen Energiespeicherung gefunden werden, die auch im Verkehrssektor die Nutzung erneuerbarer Energieträger ermöglichen. Neben den Biokraftstoffen, die nur eine begrenzte und umstrittene Verfügbarkeit haben und insbesondere in vielen anderen Anwendungen bereits eingeplant sind, bieten sich insbesondere Lösungen an, die auf Strom basieren – gewonnen aus den erneuerbaren Energien Wind und Sonne. Bezogen auf den Flächenbedarf ist hier eine gegenüber Biokraftstoffen um mehr als eine Größenordnung bessere Energieausbeute möglich, wobei ein hoch effizienter elektrischer Antrieb im Fahrzeug gegenüber einem Verbrennungsmotor einen zusätzlichen Beitrag leistet.

Reine Elektrofahrzeuge mit Batterien werden aufgrund der begrenzten Reichweite insbesondere als Zweitfahrzeug im Stadtverkehr in Frage kommen. Als universelle und schnell umsetzbare Lösungen bieten sich jedoch so genannte Plug-in Hybridfahrzeuge – also mit Netzanschlussmöglichkeit – an. Einen Vergleich der verschiedenen Konzepte zeigt Abbildung 10.



### Hybridfahrzeug (HEV)

Speicher ca. 1 kWh, Ladung nur während Fahrt, Treibstoffeinsparung max. 20%



### Plug-in Hybrid (PHEV)

Speicher 5 – 10 kWh, Ladung aus dem Netz, 30 – 70 km Reichweite ohne Treibstoff, volle Reichweite, volle Leistungsfähigkeit



### Elektrofahrzeug (EV)

Speicher 15 – 40 kWh, Ladung aus dem Netz, 100 – 300 km Reichweite ohne Treibstoff

Abb. 10: Vergleich des Batteriebedarfs für verschiedene Konzepte

Bei einem Plug-In Hybrid kann trotz begrenzter Reichweite der Batterie innerstädtisch rein elektrisch gefahren werden. Auf längeren Strecken kann auf einen konventionellen Antrieb mit der flächendeckenden Versorgung von Benzin, Diesel, Erdgas oder aber auch Biokraftstoffe zurückgegriffen werden.

Um den Anforderungen im Stadtverkehr gerecht zu werden, geht man heute davon aus, dass die Reichweite mit einer Batterieladung nicht mehr als etwa 50 km betragen müsste. Hierfür ist ein Energieinhalt von etwa 7 – 8 kWh ausreichend. Für eine Nachladung – verteilt über den Tag, z. B. während der Arbeitszeit oder in den Nachtstunden – besteht genügend Zeit, so dass eine Ladeleistung von 3 kW ausreichend wäre. Dies ist weniger als die Anschlussleistung eines Elektroherdes und gilt deshalb auch bei relativ hoher Marktdurchdringung als netzverträglich, sofern dann eine hohe Gleichzeitigkeit durch intelligentes Lademanagement vermieden werden kann. Damit kann die Batterie in weniger als 3 Stunden an einem normalen Hausanschluss voll aufgeladen werden. Dadurch kann gewährleistet werden, dass bereits bei der Markteinführung eine flächendeckende Infrastruktur für die Ladung der Batterie vorhanden ist. Als Technologie hierfür wird derzeit die Lithium-Ionen-Batterie favorisiert, da sie aufgrund der hohen Energiedichte für den mobilen Einsatz prädestiniert ist.

Durch geschicktes Lastmanagement können die Freigabezeiten für die Batterieladung einerseits an das jeweilige Dargebot der erneuerbaren Energieträger angepasst werden; andererseits kann dadurch bei sehr hoher Marktdurchdringung eine lokale Netzüberlastung vermieden werden. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, diese Speicher auch für Netzregelaufgaben (Primär- oder Sekundärregelung) oder aber auch für die Bereitstellung von Minutenreserve einzusetzen. Durch eine größere Flotte derartiger Fahrzeuge, zusammengefasst zu „virtuellen Großspeichern“, könnte sich längerfristig der Bedarf für den zusätzlichen Ausbau zentraler Großspeicher auf Verbundnetzebene für den genannten Einsatzbereich (bis zu wenigen Stunden) zumindest teilweise erübrigen. Nicht zuletzt aus diesem Grund zeigen die Energieversorgungsunternehmen und Netzbetreiber ein großes Interesse an dieser Thematik. Es ist daher davon auszugehen, dass unter diesen Randbedingungen ein günstigerer Stromtarif angeboten werden wird. Bereits bei heutigen Stromtarifen sind die spezifischen Energiekosten für ein Elektrofahrzeug deutlich günstiger als bei einer Versorgung mit fossilen Kraftstoffen, selbst bei einer Betrachtung ohne Steuern und Abgaben. Es wird angestrebt, dass in Deutschland bis 2020 mindestens 1 Mio. PKW als Plug-in Hybrid oder vollelektrisch fahren. Eine weitere Möglichkeit zur Nutzung erneuerbarer Energien im Verkehrssektor bzw. zur Entkopplung von Dargebot und Nachfrage im Stromsektor ist der Einsatz von Wasserstoff. Die Diskussionen um CO<sub>2</sub>-Reduktion und Verfügbarkeit von fossilen Energien haben dazu geführt, dass die Automobilindustrie ihre Anstrengungen beschleunigt hat, Wasserstofffahrzeuge, insbesondere mit elektrischem Antrieb und Brennstoffzellen, zu entwickeln. Es wird erwartet, dass erste Fahrzeuge 2010 am Markt sind, gefolgt von einer breiten Markteinführung nach 2015.

Gegenüber der in Kapitel 4.3 beschriebenen stationären Wasserstoffversorgung ist für die mobile Nutzung im Fahrzeug jedoch eine höhere Energiedichte erforderlich. Durch die hierfür notwendige Aufbereitung verringert sich jedoch die Gesamtenergieeffizienz. Heute werden insbesondere Konzepte mit Hochdruckspeicherung (ca. 70 MPa) verfolgt, die gegenüber einer Versorgung mit tiefkaltem Flüssigwasserstoff in dieser Hinsicht etwas besser abschneiden. Hinsichtlich der Nutzung des regenerativ erzeugten Stroms ist die Speicherung in Batterien jedoch deutlich effizienter (Faktor 2 – 3).

Grundsätzlich besteht Einigkeit darüber, dass derzeit keine Batterietechnologie auf dem Markt oder in der Entwicklung mit absehbarer Kommerzialisierung ist, die eine elektrische Reichweite von 200 oder mehr Kilometern mit einer Ladung ermöglicht. Brennstoffzellen mit Wasserstoff sind daher eine Option, insbesondere für die Langstrecke, wobei auch in solchen Fahrzeugen eine größere Batterie im Sinne eines Plug-in Hybrid mit 30 bis 50 km Reichweite Sinn macht, um in dem vorwiegenden Kurzstreckenverkehr (Stadtverkehr) den erheblich höheren Wirkungsgrad der direkten Stromnutzung über Batterien zu nutzen. Von daher ist in der Tat der eigentliche Wettbewerb nicht zwischen Batterie und Brennstoffzelle zu sehen, sondern die Brennstoffzelle steht im Wettbewerb mit dem Verbrennungsmotor, den sie gewinnen wird, wenn die Kraftstoffkosten weiter steigen bzw. sich die Nutzung fossiler Brennstoffe aufgrund der CO<sub>2</sub>-Problematik verbietet. Langfristig werden also Brennstoffzellenfahrzeuge, vermutlich als Plug-In Hybridkonzept, die einzig verbleibende Alternative sein, um den hohen Gesamtansprüchen für eine universelle Mobilität aus Umweltverträglichkeit, Reichweite, Fahrleistung, Zuladung, niedrige Kosten und schnelles Betanken gerecht werden zu können.

Diese Entwicklung stellt neben der Nutzung von reinen Batteriefahrzeugen für kurze Distanzen einen grundlegenden Technologiewechsel dar. Für die Stromversorger eröffnen sich dadurch neue Absatzmärkte. Die zur Einführung von Wasserstoff als Kraftstoff erforderliche Infrastruktur für eine flächendeckende Versorgung ist derzeit noch nicht vorhanden. Ein Übergang erfordert daher eine ausgewogene und breit abgestimmte Vorgehensweise von Energieversorgern, Kraftstoffversorgern, Automobilindustrie und Politik, in der eine flächendeckende Versorgung mit Wasserstoff – ausgehend von Flottenanwendungen in den Ballungszentren – strategisch geplant werden muss, um möglichst rasch hohe Absatzzahlen für die Fahrzeuge zu erreichen, die wiederum die Infrastruktur schneller in die Rentabilität führen.

Die Bereitstellung von Wasserstoff als Kraftstoff macht insbesondere dann Sinn, wenn Strom auf Basis von erneuerbaren Energien in so großen Mengen zur Verfügung steht, dass er ohne Zwischenspeicher auch im Verbundnetz nicht mehr direkt genutzt werden könnte und die Möglichkeiten des Lastmanagements weitgehend ausgeschöpft sind. Der Verkehrssektor steht mit der klassischen Stromversorgung also

nicht im Wettbewerb, vielmehr können sich beide sinnvoll ergänzen. Die zusätzliche Nachfrage für den Straßenverkehr wird die Ausbaurate der erneuerbaren Energien sogar beschleunigen, da aufgrund der dadurch entstehenden Speicherkapazitäten eine höhere Durchdringung möglich ist. Somit verbessert die intelligente Integration dieses zusätzlichen Energiepfades die ökonomische Realisierung von Wasserstoffspeichern und vermindert gleichzeitig die erforderliche Kapazität stationärer Speicher.

Die intelligente Nutzung der regenerativen Energieträger im Verkehrssektor wird dazu beitragen, dass deren Quote weiter ansteigen kann, da hierdurch neue Absatzmärkte – bei gleichzeitiger Entkopplung von Dargebot und Bedarf – erschlossen werden können. Dem Thema Energiespeicherung im Verkehrssektor und dem diesbezüglichen Technologievergleich ist daher ein ausführliches Kapitel in der Langfassung dieser Studie gewidmet.

## 4.7 Weitere Speichertechnologien

Insbesondere für sehr kurze Entladezeiten kommen weitere Speichertechnologien in Frage:

- Elektrostatische Speicher, Speicherung im elektrischen Feld von Kondensatoren (SES),
- Elektrodynamische Speicher, Speicherung im Magnetfeld von Spulen, insbesondere supraleitenden Spulen (SMES),
- Kinetische Speicher, Speicherung von Rotationsenergie in Schwungrädern unter Verwendung elektromechanischer Wandler, z. B. Elektromotoren und Generatoren,

Derartige Speicher sind insbesondere für Anwendungen in den Bereichen Versorgungs- bzw. Spannungsqualität von Interesse. Technische Details werden in der Langfassung dieser Studie beschrieben. Da diese Speicher jedoch nicht nach energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten eingesetzt werden, sondern sich deren Nutzen primär z. B. an den Folgekosten von Versorgungsunterbrechungen orientiert, wurde im Rahmen dieser Studie auf eine vergleichende wirtschaftliche Bewertung dieser Technologien verzichtet.

# 5 Bewertung der Speichertechnologien

## 5.1 Bewertung nach Szenarien

Im Rahmen der vorliegenden Studie wird ein Vergleich verschiedener Speichertechnologien auf der Basis einer vereinfachten Kostenrechnung durchgeführt. Dazu werden Referenzanwendungsfälle definiert und die darin auflaufenden Kosten auf die dem Speichersystem entnommene Energie bezogen. Dabei werden alle wesentlichen Aspekte wie Lebensdauer, Wirkungsgraden und Investitionskosten für den eigentlichen Speicher und für die Leistungsschnittstellen berücksichtigt.

Die im Rahmen dieser Studie definierten Referenzfälle sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Tabelle 1: Übersicht zu den Referenzfällen

Fall	Bezeichnung	Kurzbeschreibung	Leistung	Energie	Zyklen pro Tag
1	Langzeitspeicher	Speicherung von Energie aus erneuerbaren Quellen über Wochen (kein saisonaler Ausgleich)	500 MW	100 GWh	0,06
2	Load levelling im Übertragungsnetz (Hochspannung)	Typische Auslegung eines großen Pumpspeicherkraftwerks	1 GW	8 GWh	1
3	Peak-Shaving im Mittelspannungsnetz	Speichersystem auf Stadtwerksebene, insbesondere für Peak-Shaving	10 MW	40 MWh	2
4	Peak-Shaving im Niederspannungsnetz	Speichersystem in einem NS-Netz für Peak shaving und Load-levelling	100 kW	250 kWh	2

In Tabelle 2 sind die Referenzfälle mit den dazugehörigen Leistungen und Entladedauer sowie den jeweils geforderten Antwortzeiten der Speicher aufgeführt. Für den Referenzfall 2 wurden sowohl schnelle Systeme mit Antwortzeiten unter einer Sekunde (prinzipiell zusätzlich geeignet für einen Einsatz im Rahmen der Primärregelung) als auch langsamere Systeme betrachtet, die insbesondere für einen Einsatz im Rahmen der Minutenreserve und je nach Fähigkeiten zum Teil auch noch für die Sekundärregelung in Frage kommen. Bei der Bewertung der Referenzfälle wird allerdings jeweils immer nur eine Anwendung betrachtet. Eine mögliche Mehrfachnutzung, also z. B. Stromhandel

an der Börse und Bereitstellung von Primärregelleistung, wurde der Übersichtlichkeit halber nicht diskutiert.

Aufgeführt ist auch, welche Speichertechnologien in den verschiedenen Referenzfällen als Grundlage betrachtet worden sind. Bei CAES wurden aufgrund der deutlich höheren Effizienz nur adiabate Anlagen untersucht.

Lebensdauerkostenanalysen wurden für die Referenzfälle für unterschiedliche Speichertechnologien durchgeführt. Dabei sind die Referenzfälle definiert durch die geforderte Lade- und Entladeleistung, die netto verfügbare Energie, die Zahl der Zyklen pro Tag und die geforderte Gesamtbetriebsdauer für die Speicheranlage. In den Szenarien können Komponenten während der Betriebsdauer beliebig oft ausgetauscht werden. Die Kosten dafür werden eingerechnet. Die Bruttogröße des Speichers ergibt sich aus der Nettogröße durch Berücksichtigung der zulässigen Entladetiefe und dem Wirkungsgrad bei der Entladung des Speichers.

Die Lebensdauerkostenberechnung berücksichtigt die Investitionskosten für den eigentlichen Speicher, die notwendigen Hilfsaggregate und die Leistungswandler bzw. -schnittstellen zum Netz hin. Die Lebensdauer der Komponenten – bei einigen Speichertechnologien wie z. B. bei Batterien abhängig von der Zyklentiefe – wird ebenso berücksichtigt wie der Strompreis der zur Deckung der Wirkungsgradverluste bezahlt werden muss. Dieser Preis wird benötigt, um die Mehrenergie (Verluste) zu monetarisieren, die zwar vom Speicher aufgenommen aber nicht wieder abgegeben werden kann.

Tabelle 2: Technische Charakteristika und untersuchte Speichertechnologien für die verschiedenen Referenzfälle

Fall	Leistung	Entladedauer	Antwortzeit	Untersuchte Speichertechnologien
1	500 MW	200 h	1-15 min.	Pumpspeicher, CAES, Wasserstoff
2a	1 GW	8 h	90-120 sec	Pumpspeicher längere Antwortzeiten bei CAES (15 min) und Wasserstoff (15 min)
2b	1 GW	8 h	< 1 sec	Blei-Säure, NiCd, Li Ion, NaS/NaNiCl, Redox-flow (Vanadium), Zink-Brom
3	10 MW	4 h	< 1 sec	Blei-Säure, NiCd, Li- Ion, NaS/NaNiCl, Redox-flow (Vanadium), Zink-Brom
4	100 kW	2,5 h	< 1 sec	Blei-Säure, NiCd, Li- Ion, NaS/NaNiCl, Redox-flow (Vanadium), Zink-Brom

## 5.2 Ergebnisse

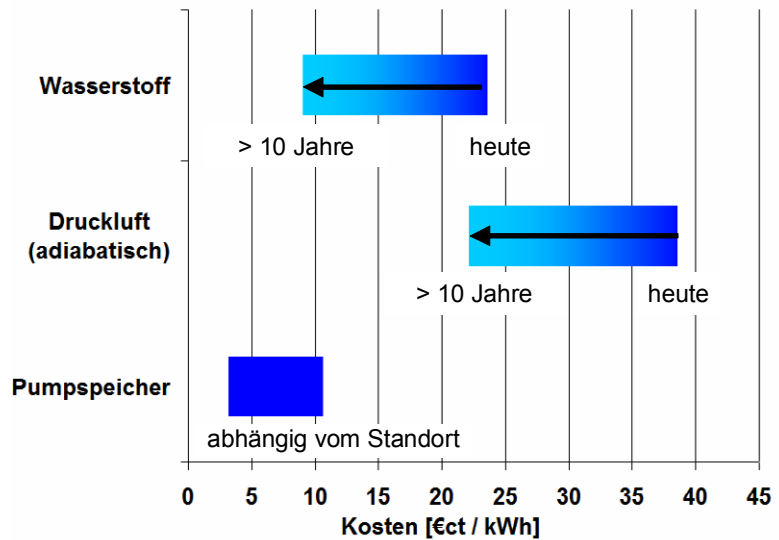
Die Ergebnisse der Szenarienberechnungen werden in der vorliegenden Kurzfassung der Studie nur auszugsweise wiedergegeben. Weitere Ergebnisse sowie eine Sensitivitätsanalyse der Eingangsparameter sind in der Langfassung zu finden.

Alle Berechnungen basieren auf einem Kapitalzins von 8 %. Die im Folgenden diskutierten Kosten sind die Einnahmen, die mit jeder ans Netz wieder abgegebenen kWh für den Bau, den Betrieb und die Finanzierung des Speichers verdient werden müssen, um einen kostendeckenden Betrieb zu erreichen. Zur Berechnung der Gesamtkosten der von Speichern gelieferten Energie, sind also noch die jeweiligen Einkaufskosten zu addieren, die bei der Aufladung angefallen sind. Der Vorteil dieser Systematik besteht darin, dass dadurch die unterschiedliche Lebensdauer, Wirkungsgrade und zulässigen Entladetiefen auf einen einzigen monetären Wert abgebildet werden, der einen direkten Vergleich der Technologien ermöglicht. Natürlich kommen bei einer Investitionsentscheidung noch Faktoren dazu, die in dem einen Wert nicht abgebildet sind, wie z. B. die geologische Verfügbarkeit geeigneter Standorte oder ggf. Begrenzungen im Raumangebot.

Die Breite der Kostenbalken in den nachfolgenden Abbildungen stellt die Bandbreite dar, die sich aus dem "Stand der Technik" (hoher Wert) und den in den kommenden 5 bis 10 Jahren bei entsprechender Großserienproduktion erzielbaren Kosten (tiefer Wert) ergibt. Bei Pumpspeichern resultiert die relativ große Spreizung u.a. aus der Annahme unterschiedlicher geologischer Randbedingungen für den Bau der Speicherbecken. Für die Kostenberechnung wurden Daten aus der Literatur, Studien und von Experten verwendet. Insbesondere Batterien haben ein erhebliches Kostenreduktionspotential, wenn sie in großen Mengen auf automatisierten Produktionslinien gefertigt werden. Für etablierte Technologien ist die Bandbreite geringer als für neue noch nicht am Markt etablierte Technologien.

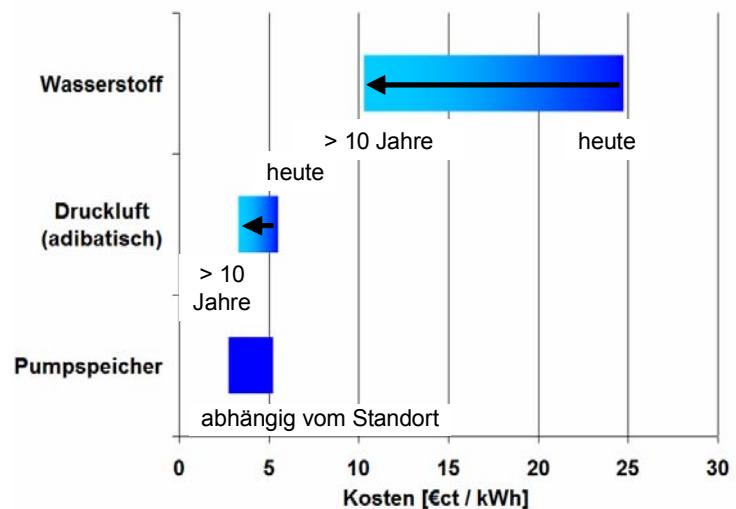
Der Referenzfall 1 „Wochenspeicher“ (Abbildung 11) ergibt für alle Speichertechnologien äußerst hohe Stromgestehungskosten. Pumpspeicherkraftwerke wären zwar die kostengünstigste Option, haben aber für die hierfür erforderliche Speichergröße in Deutschland praktisch kein Ausbaupotential. Die Wasserstoffspeicherung in Kavernen stellt daher die kostengünstigste realisierbare Option dar. Hier sind die kapazitätsspezifischen Kosten günstiger aufgrund der um etwa zwei Größenordnungen höheren Energiespeicherdichte im Vergleich zu Druckluft. Auf diese Weise ließe sich auch eine begrenzte Kapazität an Kavernen effektiv ausnutzen.

Abb. 11: Vergleich der Vollkosten von Speichersystemen für Langzeitspeicherung (Referenzfall 1)



Referenzfall 2a „Stundenspeicher“ (Abbildung 12) ist die klassische Anwendung und Auslegung großer Pumpspeicherkraftwerke wie sie z. B. in Vianden oder Goldisthal in Betrieb sind. Adiabatische Druckluftspeicher sind von den Kosten her vergleichbar. Da aber kein oberirdischer See gebaut werden muss, ist der Eingriff in die Landschaft wesentlich geringer. Damit sind diese Speicher eine aussichtsreiche Option für den weiteren Ausbau. Wasserstoffspeichersysteme können betriebswirtschaftlich in dieser Referenzklasse nicht mithalten, da durch den geringen Wirkungsgrad hohe Betriebskosten insbesondere zur Kompensation der Energieverluste anfallen.

Abb. 12: Vergleich der Vollkosten für Speichersysteme für Load-Levelling-Aufgaben (entspricht der Auslegung heutiger großer Pumpspeicherkraftwerke) (Referenzfall 2a)

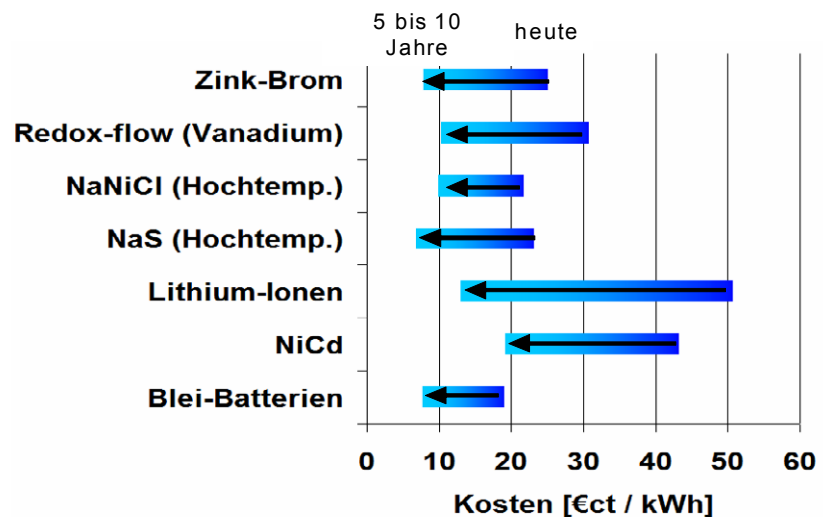


Batterietechnologien können in dieser Klasse eingesetzt werden, wenn man von einem sehr modularen Aufbau ausgeht (Referenzfall 2b – Abbildung 13). Die günstigstenfalls erreichbaren Kosten pro kWh



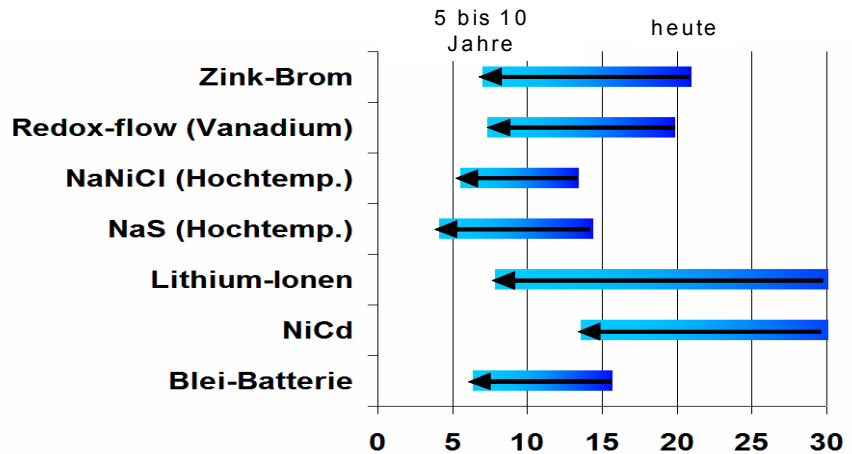
liegen zwischen 8 und 12 €/ct/kWh. Batteriespeicher mit 50 MWh sind verschiedentlich gebaut worden, und ein 1 GWh Speicher besteht im Prinzip aus 20 parallelen Einheiten dieser Größe. Allerdings werden durch die Größe der Anlagen keine Skaleneffekte bei den Kosten mehr erreicht. Daher können diese Speicher auch dezentral an unterschiedlichen Standorten angeordnet und bei Bedarf wie ein virtueller Großspeicher eingesetzt werden. Batterien sind dann im Vorteil, wenn die geologischen Bedingungen für Pumpspeicher- oder Druckluftspeicheranlagen nicht gegeben sind oder wenn die geplante Betriebsdauer weniger als 20 Jahre beträgt. Dann rechnen sich u. U. die hohen Investitionskosten in Druckluft- oder Pumpspeicherkraftwerke mit einer Lebensdauer von 30 bis 50 Jahren nicht. Batterien können zentral oder dezentral eingesetzt werden und zudem auch Primär- und Sekundärreserve liefern, da die volle Leistung innerhalb von etwa 10 ms zur Verfügung steht.

Abb. 13: Vergleich der Vollkosten für Speichersysteme für Load-Levelling-Aufgaben (Referenzfall 2b) (wie Referenzfall 2a – aber hier mit Batteriesystemen und Antwortzeiten < 1 s)



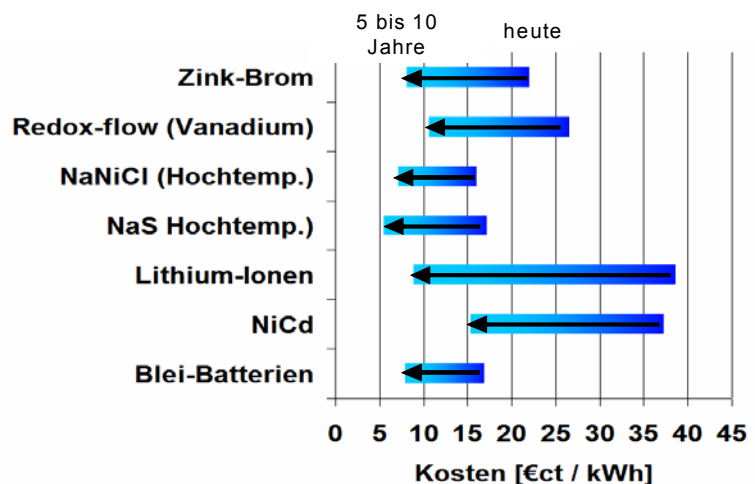
Für den Referenzfall 3 (Abbildung 14) kommen im Kontext intelligenter Netze (Smart Grids) sowie virtueller Kraftwerke bzw. Speichersysteme eine Reihe verschiedener elektrochemischer Speichertechnologien in Frage. Bei Betrachtung der mittelfristigen Kostenziele zeigt die NaS-Technologie das beste Potential in Bezug auf die Kosten pro umgesetzter kWh. In Japan wurden Speichersysteme bis 50 MWh auf Basis dieser Technologie bereits mehrfach realisiert. Bleibatterien mit flüssigem Elektrolyt sind nach wie vor wirtschaftlich eine sehr interessante Option, zumal sich die Kostenziele bei Standardisierung der Zellen und Massenproduktion sehr zuverlässig in Richtung des angenommenen „best case“ bringen lassen. Es bleibt aber festzuhalten, dass die aufgeführten Technologien alle das Potential haben, in den Markt zu kommen und daher ist die weitere Erforschung und Entwicklung aller Technologien sinnvoll und gerechtfertigt. Für die Fortentwicklung der Technologien ist Wettbewerb ein wesentlicher Treiber.

Abb. 14: Vergleich der Vollkosten für Speichersysteme für Peak-Shaving-Anwendungen im Mittelspannungsnetz (Referenzfall 3)



Auch für den Referenzfall 4 (Abbildung 15) kommen prinzipiell eine Reihe verschiedener elektrochemischer Speichertechnologien in Frage. Bei Betrachtung der mittelfristigen Kostenziele zeigt auch hier die NaS-Technologie das beste Potential in Bezug auf die Kosten pro umgesetzter kWh. Insbesondere der Betrieb von Mikro-Netzen erfordert ein derartiges Load-Levelling, so dass dort solche Speicher erforderlich sind. Heute kommen Batterien im Niederspannungsnetz vor allem in USV-Anlagen zur Anwendung, werden allerdings dort ganz anders eingesetzt. Zusammengefasst zu virtuellen Kraftwerken bzw. virtuellen Groß-Speichern, könnten diese jedoch zusätzlich für andere Aufgaben eingesetzt werden, da aus der kurzzeitigen USV-Anwendung eine Überdimensionierung der Batteriekapazität resultiert.

Abb. 15: Vergleich der Vollkosten für Speichersysteme für Peak-Shaving- und Load-Levelling-Anwendungen im Niederspannungsnetz (Referenzfall 4)



## 5.3 Alternativen zur Energiespeicherung

In einem liberalisierten Strommarkt müssen sich Energiespeicher dem Wettbewerb mit alternativen Möglichkeiten stellen, da Investitionsentscheidungen nach betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten getroffen werden. Zu den Alternativen gehören z. B. der Netzausbau, schnell anfahr- und regelbare Erzeugungseinheiten (Gasturbinen), das Lastmanagement oder letztendlich auch die Abregelung von Stromerzeugern auf Basis erneuerbarer Energien. In der Regel lassen sich jedoch nicht alle Vor- oder Nachteile der unterschiedlichen Möglichkeiten monetarisieren. Neben einem rein betriebswirtschaftlichen Vergleich sind zusätzlich auch volkswirtschaftliche und ökologische Gesichtspunkte zu bewerten und bei Bedarf durch geeignete Anreizprogramme zu unterstützen.

Im Folgenden werden typische Einsatzfälle beschrieben, bei denen Speicher im Wettbewerb mit anderen Technologien stehen. Für die Speicher werden jeweils ideale Bedingungen in Bezug auf die Regelmäßigkeit und Dauer der Nutzung angenommen. Der Kostenrechnung für die Speicher liegen die oben beschriebene Systematik sowie das dort verwendete Zahlenmaterial zu Grunde.

### 5.3.1 Anschluss eines 10-MW-Windparks (Leitungslänge 10 km) Netzausbau vs. Speicher

**Alternative 1:** Netzausbau auf die volle Kapazität von 10 MW (Leitungsneubau incl. Schaltfeld, Trafotausch und anteiliger Ausbau im HS-Netz):

Unter Annahme einer Lebensdauer der Netzbetriebsmittel von 40 Jahren ergeben sich hierbei bezogene Kosten in Höhe von:  
1,05 €/ct/kWh

**Alternative 2:** Speicher für 10 MW und 80 MWh (8 Stunden Volllast),  
Annahme: Netzkapazität von 2,5 MW ist vorhanden

Anmerkung: An windreichen Tagen mit mehr als 8 Volllaststunden kann allerdings nicht alle Energie im Speicher aufgenommen werden und geht verloren, was hier nicht mit in Rechnung gestellt wird.

Resultierende Kosten pro kWh (Annahme NaS-Batterie):  
5,4 – 19,1 €/ct/kWh

Der Speicher stellt selbst unter den hier für den Speicher positiv angenommenen Rahmenbedingungen keine wirtschaftliche Alternative für den Netzausbau dar, wenn von einer langfristigen Nutzung des Windstandortes ausgegangen wird.

### 5.3.2 Fernübertragung der Windenergie oder zeitversetzte Nutzung der Windenergie (örtliche Verschiebung vs. zeitliche Verschiebung)

Der Speicherbedarf kann erheblich reduziert werden, wenn ein Großteil der erzeugten elektrischen Energie direkt an Verbraucher abgegeben werden kann. Dazu sind leistungsfähige Übertragungsnetze notwendig, die einerseits die langen Distanzen überwinden können und andererseits lokale Netzengpässe entspannen.

Daher steht ein gezielter Ausbau von Netzen zur Ableitung der Energie, z. B. aus in Norddeutschland gelegenen Onshore und Offshore Windparks zu den verbrauchsstarken Zentren, im Wettbewerb mit einer Speicherung der Energie. Dabei ist zu beachten, dass Netzkapazitäten auch bei Verwendung von Speichern benötigt werden. Die Netzkapazitäten sollten wenigsten im Bereich von 50 % der Nennleistung der Windparks liegen, um nicht nur über den Speicher eine Dauerleistung entsprechend der mittleren Leistung der Windenergieanlagen transportieren zu können, sondern auch dynamisch auf die Lastanforderungen reagieren zu können.

Für die Aufnahme der gesamten Windparkleistung wird eine HGÜ-Freileitung mit einer Übertragungsleistung von 2 GW zugrunde gelegt, die alleine für die Weiterverteilung der Energie aus Offshore Windparks gebaut wird und Energie über große Distanzen übertragen kann. Die in allen Fällen bis zur Küste zu verlegenden Seekabel sind hier nicht berücksichtigt.

Abbildung 16 zeigt, dass die Mehrkosten für die Übertragung über eine HGÜ-Freileitung bei einer Auslastung von 25 % der Leitung bei einer Übertragungsdistanz von 2.100 km bei 2 €/ct/kWh liegen und bei 3.800 km sind es rund 3 €/ct/kWh.

Selbst bei dieser singulären Nutzung der Leitung und einer Auslastung von nur 25 % kann Strom von der deutschen Küste an quasi jeden Punkt Europas übertragen werden, bei Mehrkosten von 3 €/ct/kWh. Für diese Kosten lässt sich kein Speichersystem realisieren, so dass die Übertragung der Energie zu Zentren, an denen die Energie abgenommen werden kann, eine wirtschaftlich sehr günstige Option darstellt. Dies gilt insbesondere dann, wenn über die Leitung bei unterschiedlichen Dargebotssituationen Energie auch in die Gegenrichtung übertragen werden kann. Dadurch können auch weiter entfernt liegende Speicherkapazitäten kostengünstig erschlossen werden. Die bei massiver und großräumiger Energieübertragung möglichen Stabilitätsprobleme, dürfen jedoch nicht aus den Augen verloren werden. Dies gilt aber nur in geringem Maße, wenn für die Aufgaben spezielle Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen (HGÜ) eingesetzt werden. Der mögliche Ausfall einer derartigen Energietransversale muss allerdings beherrscht werden können.

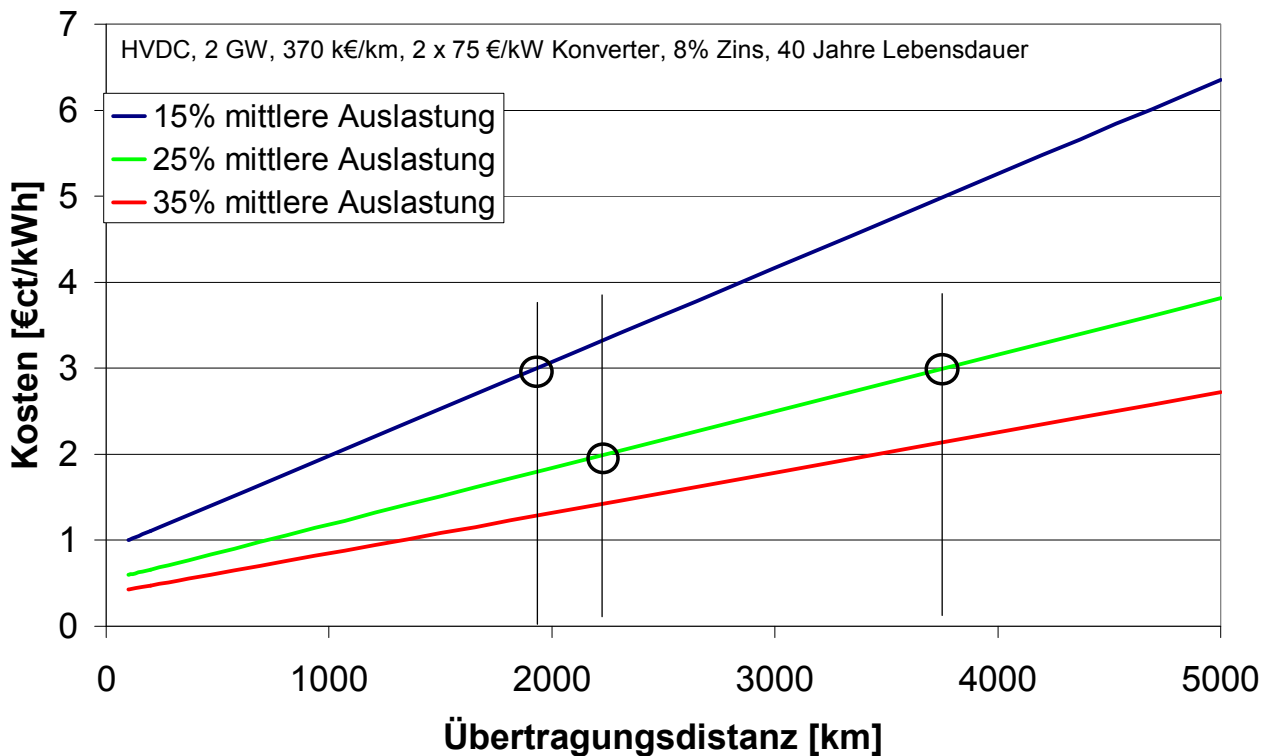


Abb. 16: Übertragungskosten bei einer 2-GW-HGÜ-Freileitung in Abhängigkeit der Auslastung der Leitung

### 5.3.3 Abschaltung von Windenergieanlagen bei Netzüberlastung

Die Abschaltung von WEA bei Netzüberlastungen stellt für deren Betreiber einen wirtschaftlichen Verlust dar, da andernfalls eine Vergütung nach EEG erfolgt wäre. Hierfür wurden 2 Fälle untersucht:

**Fall 1:** Hier wird nach Betrachtungen der aktuellen Situation in den Netzen von 2 Abschaltungen pro Monat wegen Überangebot im Netz ausgegangen. Jede Abschaltung dauert 5 Stunden und betrifft 50 % der installierten Spitzenlast. Bezogen auf die installierte Leistung bedeutet dies einen Einnahmeverlust von 60 Volllaststunden und damit bei angenommenen 2.000 Volllaststunden drei Prozent der Gesamteinnahmen.

Um diese Energie aufzunehmen wird von einem Speicher mit einer Ladeleistung (negative Regelenergie) von 10 GW und einer Entladeleistung (positive Regelenergie) von 2 GW bei einer installierten WEA-Leistung von 20 GW ausgegangen. Die Speicherkapazität beträgt damit 50 GWh und es werden 24 Zyklen in Bezug auf den Speicher im Jahr gefahren.

Mit adiabatischen CAES wären hierfür Kosten von günstigstenfalls 40,7 €/kWh anzusetzen, bei einem Wasserstoffspeichersystem mindestens 58,6 €/kWh. Da der WEA-Betreiber in diesem Fall eine Einspeisevergütung entsprechend EEG erhält, sind die errechneten Kosten also zusätzliche Kosten, die sich in dieser Höhe wirtschaftlich

nicht rechtfertigen lassen, selbst wenn der Speicher-Betreiber für die Energie zur Aufladung nichts bezahlen müsste. Eine Abschaltung der WEA, selbst bei Vergütung entgangener EEG-Einnahmen, ist in diesem Fall immer die günstigere Lösung.

**Fall 2:** Hier wird eine Abschaltung alle 3 Tage von jeweils 5 Stunden wiederum mit 50 % der Spitzenleistung zugrunde gelegt. Daraus resultiert eine Abschaltung von etwa 300 Volllaststunden oder rund 15 % der Jahresenergie. Wenn man einen Speicher wie im vorstehenden Fall mit asymmetrischer Lade- und Entladeleistung auslegt, dann ergeben sich günstigstenfalls Kosten von mindestens 9 €/ct/kWh für den adiabatischen CAES und 16,2 €/ct/kWh für den Wasserstoffspeicher. Auch dies sind wieder zusätzliche Kosten. Man stößt jetzt allerdings in einen Bereich vor, wo ein Speicher volkswirtschaftlich sinnvoll sein könnte. Ohne geeignete Unterstützung, z. B. durch eine Zusatzvergütung ähnlich EEG, lässt sich ein Speicher – bei den heute noch hohen Kosten – derzeit betriebswirtschaftlich kaum darstellen. Das EEG oder entsprechende Folgegesetze ermöglichen es aber entsprechend der heutigen Förderung erneuerbarer Energien volkswirtschaftliche Aspekte so zu internalisieren, dass ein betriebswirtschaftlich interessantes Geschäftsmodell entstehen kann. Es muss hier auch darauf hingewiesen werden, dass der Speicher bei der gewählten Auslegung ggf. erforderliche Abschaltzeiten von mehr als 5 Stunden, die in der Realität durchaus vorkommen könnten, nicht abdecken kann, da dieser Speicher dann bereits voll wäre.

Diese Aussage gilt im Übrigen auch für Photovoltaik-Anlagen mit einer höheren EEG-Vergütung, da die durch den Speicher entstehenden Zusatzkosten hiervon unabhängig sind.

#### 5.3.4 Bereitstellung von Regelleistung (Primär- und Sekundärregelung, Minutenreserve) Kraftwerkspark (thermisch) vs. Speicher

Die Primärregelleistung kommt heute überwiegend aus thermischen Kraftwerken. Um positive Regelleistung liefern zu können, werden die beteiligten Kraftwerke üblicherweise geringfügig angedrosselt gefahren. Die Kosten, die dem Kraftwerksbetreiber hierdurch entstehen, ergeben sich also im Wesentlichen aus den resultierenden Zusatzverlusten mit entsprechend höherem Primärenergieeinsatz. Die in Deutschland ausgeschriebene Primärregelleistung liegt im Mittel bei etwa  $\pm 650$  MW, also etwa 1 % der Gesamtleistung. Die Primärregelleistung wird monatlich ausgeschrieben, wobei nur ein Leistungspreis, jedoch kein Arbeitspreis vergütet wird. Da Primärregelleistung innerhalb von 30 s vollständig aktiviert sein muss, kommen bei Speichern hierfür nur Batteriespeicher in Frage.

Der Bedarf für positive Sekundärregelleistung liegt in Deutschland bei etwa 2.900 MW und für negative Sekundärregelleistung bei 2.400 MW. Die Sekundärregelleistung wird ebenfalls monatlich ausgeschrieben. Dabei ist einerseits zu unterscheiden zwischen positiver und negativer Regelleistung und zusätzlich zwischen Hochtarif(HT)- und Niedertarif(NT)-Zeiten. Hierfür wird jeweils ein unterschiedlicher Leistungs- und Arbeitspreis bezahlt. Die Bereitstellung von Sekundärregelleistung erfolgt heute aus der rotierenden Reserve des gesamten Kraftwerksparks und aus Pumpspeicherkraftwerken. CAES kommen für die Bereitstellung von Sekundärregelleistung nicht in Frage, da die hierfür geforderten Anfahrzeiten (< 5 Minuten) nicht erreicht werden können. Thermische Kraftwerke, die in Teillast fahren, könnten Regelleistung praktisch zu Grenzkosten (im Wesentlichen also Brennstoffkosten) anbieten, erzielen auf dem Markt aber deutlich höhere Preise. Aus Batteriespeichern könnten Primär- und Sekundärregelleistung besonders vorteilhaft in Kombination angeboten werden, da sie nicht zeitgleich, sondern aufeinander folgend benötigt werden und Batterien beides – schnelle Bereitschaft und ausreichende Entladedauer – vereinen. Hierfür müsste dann bei der Sekundärregelleistung ein sehr günstiger Arbeitspreis angeboten werden, damit sie im Ranking weit oben steht und bei Bedarf möglichst immer zum Zug kommt. Ein derartiger kombinierter Einsatz kann mit dem hier gewählten einfachen Modell wirtschaftlich nicht bewertet werden, sondern erfordert eine detaillierte Untersuchung. Batteriespeicher könnten aber vermutlich bei den heutigen Rahmenbedingungen auf den entsprechenden Regelenenergiemärkten wirtschaftlich eingesetzt werden.

Die Minutenreserve wird täglich vergeben. Die Preise schwanken in Abhängigkeit von Leistungsbedarf und Kraftwerksverfügbarkeit deutlich. Es wird ein Leistungspreis für die Vorhaltung und ein Arbeitspreis entsprechend dem jeweils erforderlichen Einsatz bezahlt. Thermische Kraftwerke, die in Teillast fahren, können Minutenreserve in der Regel sehr kostengünstig anbieten, sofern ausreichende Kapazitäten noch verfügbar sind. Auf dem Markt für Minutenreserve konkurrieren Speicher auch mit Gasturbinen, die innerhalb der geforderten Zeit von 15 Minuten die volle Leistung erbringen können. Inzwischen bieten auch Notstromaggregate, zusammengefasst zu einem virtuellen Kraftwerk, erfolgreich auf diesem Markt mit. Darüber hinaus gibt es Überlegungen, auch dezentrale Erzeuger aller Art zu einem lokalen virtuellen Kraftwerk zusammenzufassen, um auf diese Weise einerseits Regelleistung auf dem Markt anbieten zu können und andererseits das Bilanzkreismanagement zu unterstützen. Dies wird auch als möglicher Weg gesehen, um von einer unflexiblen Einspeisevergütung bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und KWK wegzukommen, um diese so schrittweise in den Markt zu integrieren. Dezentrale Speicher können in einem derartigen Konzept unterstützend zum Einsatz kommen.



Um auch negative Regelleistung aus Speichern bereitstellen zu können, muss beim Speichermanagement darauf geachtet werden, dass hierfür noch freie Kapazitäten vorgehalten werden.

Während bei Regelleistung i. a. hohe Leistungspreise bezahlt werden, die bei der Kalkulation als gesicherte Einnahmen angesetzt werden können, muss bei den Arbeitspreisen aus Sicht der Speicher sehr genau beobachtet werden, welche Volumina am Markt tatsächlich gehandelt werden und zu welchen Preisen die Aufladung erfolgen kann.

Generell gilt hier anzumerken, dass aufgrund der Vergabe von Regelleistung nach den Spielregeln des Marktes bei steigendem Angebot die Preise fallen und umgekehrt. Dies ist insbesondere bei denjenigen Speichern zu beachten, deren Investition an eine hohe Lebensdauer geknüpft ist.

### 5.3.5 Bereitstellung von Regelleistung (Primär- und Sekundärregelung, Minutenreserve) Lastmanagement vs. Speicher

Im Prinzip kann Lastmanagement auf all diesen Märkten einen Beitrag leisten. Die Grundlage für ein erfolgreiches Lastmanagement sind jedoch zeitvariable Stromtarife, die dem Kunden eine Verschiebung seines Lastbedarfs von Zeiten eines Leistungsmangels (Hochtarif) in Zeiten eines Leistungsüberschusses (Niedertarif) schmackhaft machen. In Bezug auf Regelleistung könnten das Vergütungen sein, die der Kunde erhält, wenn ein Teil seiner Last kurzzeitig unterbrechbar ist. Eine Lastabschaltung ist dabei gleichzusetzen mit einer Einspeisung zusätzlicher Regelleistung aus einer Erzeugungseinheit. Für die Wirtschaftlichkeit von Lastmanagement sind auch die Investitionskosten für die hierfür erforderliche Infrastruktur (Managementsystem, IKT, Schaltelemente, Smart Meter) von Bedeutung. Die Stromtarife bzw. Vergütungen werden sich aus den anlegbaren Preisen ableiten, die sich auf den entsprechenden Märkten unter Berücksichtigung der erforderlichen Aufwendungen erzielen lassen. Wenn man von Zwangsmaßnahmen, z. B. zur Vermeidung eines Netzzusammenbruchs, absieht, liegt die Entscheidung zur Teilnahme am Lastmanagement beim Kunden.

Für kurzfristig abschaltbare Lasten kommen insbesondere Wärme-/Kälteerzeugung in Frage, die aufgrund ihrer thermischen Trägheit hierfür prädestiniert sind. In Zukunft könnten auch Plug-in-Hybridfahrzeuge in das Lastmanagement einbezogen werden, da auch dort eine kurzfristige Unterbrechung des Ladevorgangs quasi problemlos möglich ist.

Speicher werden sich also vermutlich diese Märkte mit dem Lastmanagement teilen müssen. Während das Lastmanagement bei der

Nutzungsdauer relativ schnell an seine Grenzen stößt (Lastunterbrechungen von mehreren Stunden sind technisch nur bei ausgesuchten Verbrauchern denkbar), werden Speicher jedoch generell eher für Entladezeiten im Stundenbereich dimensioniert und nehmen primär andere Aufgaben wahr. Daher ist bei Speichern insbesondere eine kombinierte Nutzung vorteilhaft, die sich jedoch einer einfachen und anschaulichen Wirtschaftlichkeitsberechnung entzieht.

Auch beim Lastmanagement gilt generell, dass nach den Spielregeln des Marktes bei steigendem Angebot die Attraktivität abnimmt und umgekehrt.

### 5.3.6 Bereitstellung von Reserveleistung Spitzenlastkraftwerk (Gasturbine) vs. Speicher

Für die Bereitstellung von Reserveleistung sind Gasturbinen geeignet und stellen in diesem Bereich eine Alternative zu Speichersystemen dar. Natürlich können diese Kraftwerke keine Erzeugungsüberschüsse aus dem Netz aufnehmen.

Die Stromgestehungskosten hängen bei einer Gasturbine besonders stark von den erzielbaren Volllaststunden sowie vom Gaspreis ab. Deshalb ist insbesondere die zukünftige Entwicklung der Gaspreise von Interesse. Außerdem wird die aus Erdgas erzeugte kWh noch mit Zusatzkosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate belastet, deren Entwicklung sich auch nicht vorhersehen lässt.

Bei einem Kostenvergleich muss die Systematik berücksichtigt werden, die bei der Kostenberechnung für Speicher zugrunde gelegt wurde. Dort werden spezifische Kosten errechnet, die sich aus dem Betrieb eines Speichers, einschließlich Abdeckung der Verluste, für ein bestimmtes Szenario ergeben. Die Einkaufskosten für die Energie, die aus dem Speicher abgegeben wird, sind dabei also noch nicht berücksichtigt. Diese sind zu den hier ermittelten spezifischen Speicherkosten zu addieren, um die Kosten mit Strom aus einer Gasturbine vergleichbar zu machen.

Speicher haben einerseits mehr Möglichkeiten auf der Einnahmeseite, da sie auch negative Regelleistung aufnehmen können, wodurch bei einem Überangebot die Abregelung bzw. Abschaltung von Kraftwerksleistung und damit z. B. ein unwirtschaftlicher bzw. unstetiger Kraftwerksbetrieb (mit erhöhten Emissionen) verhindert werden kann. Andererseits sind Gasturbinen in ihrer zeitlichen Verfügbarkeit kaum eingeschränkt, solange das hierfür erforderliche Erdgas zur Verfügung steht. Damit können z. B. auch länger andauernde Windflauten (mehrere Tage bis Wochen) überbrückt werden, für die Speichersysteme in der Regel nicht geeignet sind. Eine Ausnahme könnte hier der Wasserstoff darstellen, der in Gasturbinen, derzeit noch gemischt mit einem geringen Erdgasanteil, genutzt wird.

## 6 Zusammenfassung, Schlussfolgerungen und Handlungsbedarf

Angesichts des sich immer deutlicher abzeichnenden Klimawandels, der absehbaren Verknappung der fossilen Energieträger und der zunehmenden Abhängigkeit Deutschlands – sowie der meisten anderen EU-Staaten – von Energieimporten, hat die Politik Zeichen gesetzt und entsprechende Programme aufgelegt. Hierzu zählt in Deutschland insbesondere die Förderung der erneuerbaren Energien durch das EEG. Speziell bei der Windenergie haben diese Maßnahmen in den letzten Jahren gegriffen, so dass inzwischen in Deutschland Windenergieanlagen (WEA) mit einer Gesamtleistung von über 22 GW installiert sind, die in 2007 etwa 40 TWh ins Netz eingespeist haben. Bezogen auf die Lastspitze sind dies bereits etwa 30 %, bezogen auf den Bruttostromverbrauch allerdings nur etwa 6,5 %. Insgesamt soll der Beitrag der erneuerbaren Energieträger an der Stromerzeugung bis 2020 auf über 30 % ansteigen. Hierfür sind weitere WEA mit nochmals etwa der gleichen Gesamtleistung in Planung, insbesondere offshore. Da sich das Dargebot der erneuerbaren Energieträger – insbesondere Wind und Sonne – jedoch nicht nach dem Lastbedarf richtet, kommt es bereits heute zu Situationen, bei denen regional die Einspeisung aus Windenergie in Schwachlastzeiten den Lastbedarf überschreitet bzw. WEA mangels ausreichender Netzkapazitäten ihre Stromerzeugung während Starkwindzeiten drosseln müssen. Darüber hinaus führt das stark schwankende Dargebot zu zusätzlichem Regelbedarf bei den thermischen Kraftwerken mit entsprechenden Konsequenzen (Wirkungsgradverschlechterung, erhöhte Emissionen, kürzere Wartungsintervalle, geringere Lebensdauer, weniger Volllaststunden) und damit insgesamt zu steigenden Erzeugungskosten. Es ist also dringender Handlungsbedarf geboten, um die fluktuierende Einspeisung im geplanten Umfang netzverträglich zu integrieren und um gleichzeitig den Kunden eine hohe Versorgungsqualität bei volkswirtschaftlich vertretbaren Strompreisen anbieten zu können.

Von den zu erwartenden Leistungseinschränkungen wird auch das zweite Standbein der deutschen Energiepolitik, die dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) betroffen sein. Der im wärmegeführten Betrieb erzeugte Strom ist in vielen Fällen nicht mit dem jeweiligen Bedarf korreliert. Obwohl heute EEG-Strom keinen Vorrang vor KWK-

Strom hat, ist davon auszugehen, dass bei einem Überschuss an erneuerbaren Energien sinnvollerweise auch KWK-Anlagen auf Erdgasbasis zurückgefahren oder abgeschaltet werden müssen. Hier ist die Politik gefordert, rechtzeitig die Weichen entsprechend zu stellen. Die vorliegende Studie konzentriert sich im Wesentlichen auf die Anwendung von Speichern in elektrischen Energieversorgungssystemen, wobei die Speicher mit elektrischer Energie geladen werden und bei der Entladung auch wieder elektrische Energie zur Verfügung gestellt wird.

Neben der zeitlichen Entkopplung von Dargebot und Bedarf im Tagesrhythmus (load levelling), wurde die Eignung von Speichern auch noch für die folgenden Anwendungen untersucht: Langzeitspeicherung für mehrere Tage, Bereitstellung von Spitzenlast (peak shaving), Regelleistung, Reserveleistung und Engpassmanagement.

Dabei wurden sowohl Großspeicher zur Integration in das Übertragungsnetz (Pumpspeicher, CAES, Wasserstoff) betrachtet, als auch unterschiedliche Batteriesysteme, die sich aufgrund ihres modularen Aufbaus insbesondere für Anwendungen in Verteilungsnetzen qualifizieren. Batteriespeicher können aber im Prinzip auch zu einem Großspeicher – entweder real oder virtuell – gebündelt werden und Aufgaben im Übertragungsnetz übernehmen.

Neben einer Charakterisierung der unterschiedlichen hierfür in Frage kommenden Speichertechnologien, wurden Szenarien definiert, anhand derer die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Speicher untersucht wurde. Dabei werden die unterschiedlichen Speichereigenschaften jeweils auf einen einzigen monetären Wert abgebildet, so dass sich die Wirtschaftlichkeit bei einer gegebenen Anwendung sehr einfach vergleichen lässt.

Aus den Kostenrechnungen lassen sich folgende systematische Erkenntnisse ableiten:

- Die meisten Speichertechnologien weisen hohe Erstinvestitionen und geringe Betriebskosten auf. Die Wirtschaftlichkeit von Speichern verbessert sich daher mit steigender jährlicher Zyklenzahl.
- Langzeitspeicher mit einer Zyklisierung von weniger als einmal pro Woche sind derzeit wirtschaftlich nicht darstellbar. Pumpspeicherkraftwerke sind hier im Vergleich zwar die wirtschaftlich günstigste Alternative, allerdings besteht für neue Pumpspeicherkraftwerke in dieser Größenordnung in Deutschland praktisch kein Ausbaupotential. Die einzige für diese Anwendung denkbare Option ist trotz des schlechten Umwandlungswirkungsgrades die Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen, die sich durch eine relativ hohe

Energiedichte auszeichnet. Dafür liegen insbesondere in den küstennahen Regionen relativ gute Bedingungen vor – ein Vorteil für die Aufnahme von Energie aus Offshore-Windparks.

- Bei Großspeichern mit einem täglichen Zyklus kommt man mit Druckluftspeichern und Pumpspeicherkraftwerken zu ähnlich günstigen Ergebnissen. Zukünftig könnten auch verschiedene Batterietechnologien zu annähernd vergleichbaren Konditionen arbeiten, mit dem Vorteil, dass sie aufgrund ihrer schnellen Leistungsbereitstellung auch im Markt für Primär- und Sekundärregelenergie einsetzbar sind.
- Die meisten der hier betrachteten Batteriespeichertechnologien haben vergleichbare Kostensenkungspotentiale, so dass durch einen echten Wettbewerb der Technologien eine dynamische Marktentwicklung zu erwarten ist. Eine kostengünstige Batterie mit einer geringeren Lebensdauer kann u. U. die bessere Alternative sein als eine teure mit langer Lebensdauer. Eine Festlegung auf eine Technologie zum heutigen Zeitpunkt wäre daher viel zu früh.

Außer einer vergleichenden Bewertung der verschiedenen Speichersysteme untereinander, werden in der Studie auch Alternativen betrachtet, die ggf. in Konkurrenz zu Speichern treten können:

Ist z. B. ein Leitungsengpass der Grund dafür, dass nicht die gesamte Energie aus einem Windpark ins Netz abgegeben werden kann, so kommt anstelle eines lokalen Speichers ein geeigneter Netzausbau in Frage, der es ermöglicht, die volle Leistung bis zu einem entsprechend leistungsstarken Netzknoten abzuleiten. Diese Lösung ist gegenüber einem Speicher deutlich günstiger, so dass ein Speicher, ausschließlich für diesen Zweck errichtet, aus wirtschaftlichen Gründen nicht in Frage kommt.

Auch durch einen Energieaustausch auf überregionaler Ebene, kann ein Ausgleich im Rahmen der jeweiligen Möglichkeiten erfolgen. Dabei ist allerdings zu beachten, dass alle europäischen Länder ähnliche Ausbaukonzepte für regenerative Energien verfolgen, so dass zu erwarten ist, dass Überschuss- oder Mangelsituationen großräumig auftreten. Die in verschiedenen Studien beschriebenen Szenarien, bei denen überschüssige Leistung einfach zum Nachbarland verschoben wird, bzw. bei Leistungsmangel das Nachbarland als Lieferant auftreten soll, sind daher bei den betroffenen Ländern nicht auf Gegenliebe gestoßen. Grundsätzlich kann der überregionale Ausgleich innerhalb Europas angesichts der ähnlichen energiepolitischen Ziele nur dann zu einer Lösung des Ausgleichsproblems beitragen, wenn deutliche regionale Unterschiede in den Erzeugungsganglinien vorliegen – bei-

spielsweise durch Nutzung unterschiedlicher Primärenergiequellen oder regionale Klimaunterschiede. Dies setzt die Überbrückung großer Distanzen voraus. Daher wurde in dieser Studie auch eine Fernübertragung mit in die vergleichenden Betrachtungen einbezogen. Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass sich mit Freileitungen mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) sehr effizient und kostengünstig Energie auch zu weit entfernten Zielen in Europa übertragen lässt. Für diese Kosten lässt sich kein Speichersystem realisieren. Neben einer Verbindung von Erzeugungs- und Lastzentren können mit derartigen Fernleitungen dann auch weiter entfernt liegende Speicherkapazitäten kostengünstig erschlossen werden. Derzeit scheitern jedoch die meisten Leitungsbauprojekte an der mangelnden Akzeptanz in der Bevölkerung. Die Politik muss hier belastbare Rahmenbedingungen schaffen, die es ermöglichen Leitungsprojekte als volkswirtschaftlich günstigste Alternative in einem vertretbaren Zeitrahmen zu realisieren, oder aber Akzeptanz für die Mehrkosten von Alternativlösungen schaffen.

Der Einsatz von Speichern kann einen Netzausbau auch nicht komplett vermeiden. Schon um aus einem Windpark eine konstante Leistung rund um die Uhr abführen zu können, ist eine Übertragungskapazität von mindestens 25 – 30 % der Windparkleistung erforderlich. Für eine lastorientierte Einspeisung bzw. für die zusätzliche Bereitstellung von Regelleistung ist eine deutlich höhere Übertragungskapazität erforderlich.

Auf den Märkten für Regel- und Reserveleistung treten Speicher derzeit in Konkurrenz zu den noch ausreichend vorhandenen thermischen Kraftwerken, die schnell verfügbare Leistung durch Aufhebung der Androsselung, bzw. mit geringerer Dynamik aus der rotierenden Reserve, günstig zu Grenzkosten anbieten können. Mit den anstehenden altersbedingten Kraftwerksstilllegungen wird die verfügbare Reserve jedoch schnell abnehmen. Dies könnte dann vor allem bei großflächigen und länger andauernden Windflauten zu Erzeugungseingpässen führen. Für den Betrieb von Speichern würden sich die Bedingungen dann prinzipiell verbessern, da neue Kraftwerke, insbesondere die für Kurzzeitbetrieb geeigneten Gasturbinen, zu Vollkosten anbieten müssen.

Auch bei der Primärregelleistung wären dann Engpässe zu erwarten, da in einem kleineren thermischen Kraftwerkspark die Androsselung nicht beliebig erhöht werden kann. Als volkswirtschaftlich kostengünstigste Alternative sollten sich auch WEA und Photovoltaik an der Primär- und Sekundärregelung beteiligen. Mit dem neuen EEG wird in Deutschland dieser Weg zumindest für WEA jetzt auch eingeschla-

gen, indem für die Beteiligung an der Frequenzhaltung ein zusätzlicher Systemdienstleistungs-Bonus bezahlt wird. In anderen Ländern, z. B. Irland, wird die Beteiligung an der Primärregelung bereits in den Netzanschlussrichtlinien für WEA gefordert.

Batteriespeicher können Leistung sehr schnell bereitstellen und sind daher prinzipiell auch für die Primärregelung geeignet. Eine singuläre Nutzung von Batteriespeichern für diesen Zweck ist in der aktuellen Marktsituation derzeit aber noch nicht wirtschaftlich.

Speicher haben im Vergleich zu einem Kraftwerk mehr Möglichkeiten auf der Einnahmeseite, da sie z. B. auch negative Regelleistung aufnehmen können, wodurch bei einem Überangebot die Abregelung bzw. Abschaltung von Kraftwerksleistung und damit z. B. ein unwirtschaftlicher bzw. unstabiler Kraftwerksbetrieb (mit erhöhten Emissionen) verhindert werden kann. Speicher sind insbesondere dann im Vorteil, wenn sie in Kombination mehrere Funktionen erfüllen können. Gasturbinen sind in ihrer zeitlichen Verfügbarkeit kaum eingeschränkt, solange das hierfür erforderliche Erdgas zur Verfügung steht. Damit können z. B. auch länger andauernde Windflauten (mehrere Tage bis Wochen) überbrückt werden, für die Speichersysteme in der Regel nicht geeignet sind. Eine Ausnahme könnte hier der Wasserstoff darstellen, der in ausreichender Menge in unterirdischen Kavernen gespeichert und in Gasturbinen genutzt werden kann. Um rechtzeitig geeignete Lösungen für solche Anwendungen zur Verfügung zu haben, sind allerdings deutlich forcierte Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen auf diesem Gebiet nötig.

Neben der Energiespeicherung sind auch auf der Lastseite Maßnahmen zur teilweisen Entkopplung von Erzeugung und Bedarf möglich. Ziel ist es dabei, möglichst viel Energie direkt – also ohne Zwischenspeicherung – zu nutzen. Ein derartiges Lastmanagement erfordert allerdings ein Umdenken von der heutigen Vorstellung, dass jederzeit Leistung bei Bedarf in quasi beliebiger Höhe zur Verfügung steht.

Als Voraussetzung für die Akzeptanz von Lastmanagement sind zeitvariable Tarife bzw. Vergütungsmodelle für die Bereitstellung von Netzdienstleistungen zu fordern. Angesichts der sich abzeichnenden Erzeugungssituation mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien sollte überlegt werden, ob eine Abschaffung von Elektro-Speicherheizungen und -Brauchwasserspeichern unter den sich ändernden Randbedingungen noch sinnvoll ist, da gerade diese Systeme sich hervorragend für ein Lastmanagement eignen, bei gleichzeitig hervorragendem Wirkungsgrad.

Generell sei hier noch erwähnt, dass die Vergabe von Regelleistung nach den Spielregeln des Marktes, erfolgt: Günstige Konditionen bele-



ben das Geschäft; bei daraufhin steigendem Angebot fallen jedoch die Preise. Es darf also nicht davon ausgegangen werden, dass die heute vielleicht günstig erscheinenden Konditionen unverändert auch für die Zukunft gelten. Dies ist sowohl bei Speichern als auch bei den erwähnten Alternativen zu beachten, insbesondere wenn deren Investition an eine hohe Lebensdauer geknüpft ist.

Die Herausforderung einer umweltfreundlichen und weitgehend importunabhängigen Energieversorgung wird auch zu einem Umdenken im Verkehrssektor führen müssen, d.h. zu einer Abkehr von den fossilen Kraftstoffen und den ineffizienten Verbrennungsmotoren. Durch einen steigenden Anteil von Fahrzeugen mit Elektroantrieb steigt auch der Bedarf für mobile Energiespeicher. Hierfür kommen prinzipiell Batterien – oder Wasserstoff, genutzt in Brennstoffzellen – in Frage. Der Einsatz von Batterien hat gegenüber dem Wasserstoff den großen Vorteil, dass der aus erneuerbaren Energien gewonnene Strom gegenüber Wasserstoff wesentlich besser genutzt wird (Faktor 2 – 3). Außerdem bietet eine „Betankung“ aus dem Stromnetz deutliche Vorteile bei der Bereitstellung der hierfür erforderlichen Infrastruktur, die weitgehend bereits vorhanden ist. Aufgrund der begrenzten Reichweite, die mit einer Batterieladung möglich ist, kann für die Langstrecke der Wasserstoff in Kombination mit Brennstoffzellen das Speicherkonzept sinnvoll ergänzen. Beides zusammen wird ein enormes Potential eröffnen, um Stromerzeugung und -bedarf zu entkoppeln und damit Synergien auch für das Netz zu ermöglichen. Hier ist die Politik jetzt gefordert, ähnlich wie bei der Einführung des EEG, zusammen mit der Fahrzeugindustrie, den Energieversorgern und Netzbetreibern sowie den Kommunen, die entsprechenden Randbedingungen für eine Markteinführung zu schaffen.

Mit der Einführung des EEG hat die Politik einen Weg eingeschlagen, der es ermöglicht, neue Technologien in den Energiemarkt zu bringen, um Emissionen und die Abhängigkeit von Energieimporten nachhaltig zu reduzieren. Durch verlässliche Rahmenbedingungen erhalten auf diese Weise die erneuerbaren Energien eine Chance, auch entgegen den Spielregeln eines freien Marktes nennenswerte Anteile zu erreichen. Das Ziel ist jedoch, auf längere Sicht auch aus erneuerbaren Energien zu marktfähigen Konditionen Strom erzeugen zu können. Inzwischen hat der Anteil der erneuerbaren Energien – insbesondere Wind – so hohe Anteile erreicht, dass man bei der Integration in die vorhandene Infrastruktur, die hierfür nicht konzipiert wurde, bereits an die Grenzen stößt. Es ist daher eine politische Notwendigkeit, den eingeschlagenen Weg konsequent weiterzugehen und auch bei der Netzintegration, der Anpassung des Kraftwerksparks und des Ver-

braucherverhaltens sowie für den Aufbau erforderlicher Speicherkapazitäten Rahmenbedingungen zu schaffen, die Investitionen in Infrastrukturmaßnahmen zu verlässlichen Konditionen ermöglichen. Hierzu zählen auch beschleunigte Genehmigungsverfahren für einen ausreichenden Netzausbau.

Viele der beschriebenen Speichertechnologien zeigen noch erhebliches Entwicklungspotential, das aber nur gehoben werden kann, wenn man bei der Anwendung zu größeren Stückzahlen kommt. Bei manchen Technologien steht man auch erst am Anfang der Entwicklung, mit entsprechendem FuE-Bedarf. Neue Technologien auf dem Sektor Energiespeicherung werden also ohne Anschubförderung, z. B. mit Anreizprogrammen nach dem Vorbild des EEG, den Sprung in den Markt wenn überhaupt, dann aber nicht aus ausreichend schnell schaffen. Damit läuft man Gefahr, bei dem Ausbau der erneuerbaren Energien auf halber Strecke stecken zu bleiben und die ehrgeizigen Ziele nicht umsetzen zu können.

Im Sinne einer umweltfreundlichen und volkswirtschaftlich tragbaren Lösung ist ein Optimum aus kostengünstiger Grundlasterzeugung, schnell regelbarer Kraftwerksleistung, Netzausbau, Lastmanagement und Speichereinsatz anzustreben. Dies kann nur in einem gesamteuropäischen Ansatz gelingen, wenn man nicht die eigenen Probleme bei den Nachbarländern abladen will.

Um den weiteren Handlungsbedarf genauer eingrenzen zu können, werden folgende Schritte empfohlen:

- Quantifizierung des europaweit erreichbaren, überregionalen Dargebotsausgleichs erneuerbarer Energiequellen und des zur Erschließung erforderlichen Ausbaus des Übertragungsnetzes.
- Quantifizierung des durch Lastmanagement erreichbaren zusätzlichen Ausgleichs von Last und Erzeugung.
- Integration von Anreizsystemen für erzeugungsnahe Speicher in die bestehenden Förderinstrumente so, dass Speicher bei Erreichen volkswirtschaftlicher Wettbewerbsfähigkeit auch zum Einsatz kommen.
- Gezielte Förderung der Speicherentwicklung, insbesondere der Batterieentwicklung als Schlüsseltechnologie für Elektrofahrzeuge.
- Verstärkung der systemtechnischen Erforschung der großtechnischen Wasserstoffherzeugung und -speicherung bzw. der dafür erforderlichen Komponenten, insbesondere im Hinblick auf die Erschließung wirtschaftlich-technischer Synergien aus der Nutzung des Wasserstoffs als Fahrzeugkraftstoff und der saisonalen Speicherung elektrischer Energie.

# 7 Glossar

## **Energieinhalt / Nutzinhalt**

Für jede definierte Aufgabe (Anforderungsprofil), für die ein Speicher eingesetzt werden soll, wird stromseitig eine bestimmte Energiemenge (netto) benötigt. Daher ist für den Speicher ein entsprechender Nutzinhalt (brutto) festzulegen, der ausreicht, um die jeweilige Aufgabe zu erfüllen. Hierbei ist daher auch der Entladewirkungsgrad des Speichersystems zu beachten.

Um diesen Nutzinhalt tatsächlich entnehmen zu können, wird aus technischen und wirtschaftlichen Gründen für den Speicher in der Regel ein wesentlich größerer Energieinhalt benötigt. Der Energieinhalt ist maßgeblich für die Speicherauslegung und damit für die Kosten des eigentlichen Energiespeichers.

## **Speicherdauer, Lade- und Entladedauer**

Entscheidend für die Auswahl der geeigneten Speichertechnologie ist der Zeitbereich, der hiermit abgedeckt werden soll. Dabei ist zu unterscheiden zwischen der Einsatzdauer und der Speicherdauer. Die Einsatzdauer (Lade- und Entladedauer) ist der Zeitbereich, für den ein Speicher bei einem bestimmten Anwendungsfall Energie aufnehmen bzw. abgeben muss. Die Speicherdauer ist der Zeitbereich, während dessen die Energie zwischen einem Ladevorgang und einem Entladevorgang gespeichert bleiben soll. Das Anforderungsprofil für einen Speicher wird durch einen kompletten Zyklus beschrieben.

## **Wirkungsgrade**

Bei der Betrachtung des Speicherwirkungsgrads ist zwischen Lade-/Entladeverlusten und Stand-by-Verlusten (Selbstentladung während der Speicherdauer) zu unterscheiden.

## **Einsatzhäufigkeit / Zyklenzahl**

Die Einsatzhäufigkeit gibt an, wie oft die im Speicher zur Verfügung stehende Nutzenergie aus dem Speicher abgerufen wird. In der Regel werden hierzu Volllastzyklen angegeben, selbst wenn bei vielen praktischen Anwendungen der Speicher nicht immer vollständig genutzt wird.

## **Zugriffszeit / Regelgeschwindigkeit**

Die Zugriffszeit definiert die Zeitdauer, die benötigt wird, bis ein Speicher bei Bedarf die Leistung entsprechend dem Anforderungsprofil erbringen kann. Die Regelgeschwindigkeit ist ein Maß für die Reaktion der Leistungsanpassung auf entsprechende Sollwertänderungen.





**VDE**

**VERBAND DER ELEKTROTECHNIK  
ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V.**

Stresemannallee 15  
60596 Frankfurt am Main

Telefon 069 6308-0  
Telefax 069 6312925  
<http://www.vde.com>  
E-Mail [service@vde.com](mailto:service@vde.com)

