



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

Bedeutung, Stand der Technik,
Handlungsbedarf

ETG Task Force Energiespeicher

Titel

Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger- Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf

Autoren

ETG Task Force Energiespeicher

Prof. Dr.-Ing. Ulrich Bünger	Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
Dipl.-Ing. Fritz Crotogino	KBB Underground Technologies GmbH
Dipl.-Ing. Sabine Donadei	KBB Underground Technologies GmbH
Dipl.-Ing. Dipl.-Wirtsch.-Ing. Christoph Gatzen	Frontier Economics, LTD
Dipl. -Ing. Wolfgang Glaunsinger	Energietechnische Gesellschaft im VDE
Dr.-Ing. Martin Kleinmaier	ETG TF Energiespeicher
Prof. Dr.-Ing. Martin Könemund	Fachhochschule Braunschweig/Wolfenbüttel
Dipl.-Ing. (FH) Hubert Landinger	Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
Dipl.-Ing. Thomas Jan Lebioda	E.ON Netz GmbH
Prof. em. Dr.-Ing. Dr. Werner Leonhard	ETG TF Energiespeicher
Prof. Dr. rer.nat. Dirk Sauer	RWTH Aachen
Prof. Dr.-Ing. Harald Weber	Universität Rostock
Dipl.-Ing. Andree Wenzel	Siemens AG
Dipl.-Ing. Erik Wolf	Siemens AG
Dr.-Ing. Wolfgang Woyke	E.ON Energie AG
Dr.-Ing. Stefan Zunft	Dt. Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.

Herausgeber:

Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG)
Stresemannallee15
60595 Frankfurt

Telefon 069 6308-346

etg@vde.com

Telefax 069 6308-9836

www.vde.com/etg

Inhaltsverzeichnis

Schlüsselergebnisse	8
1 Einführung	10
2 Problembeschreibung und Rolle von Energiespeichern in Stromversorgungssystemen mit erhöhtem Anteil an erneuerbaren Energien	12
2.1 Herausforderungen durch fluktuierende Einspeisung	12
2.2 Infrastrukturentwicklung	16
Hoch entwickelte weit vernetzte Industrienationen.....	16
Schwach vernetzte Schwellenländer.....	16
Geografische Inseln oder als Inseln entstehende Vernetzung in Entwicklungsländern.....	16
2.3 Energiewirtschaftliche Aspekte	16
Fahrplanenergie und fluktuierende Einspeisung.....	17
Regelleistung.....	17
Reserveleistung.....	17
3 Charakterisierung und Parameter für die Auswahl geeigneter Speichersysteme	17
3.1 Speichercharakteristiken	19
Energiedichten von Speichermedien.....	19
Energieinhalt / Nutzinhalt.....	20
Speicherdauer, Lade- und Entladedauer.....	20
Wirkungsgrade.....	20
Einsatzhäufigkeit / Zyklenzahl.....	21
Zugriffszeit / Regelgeschwindigkeit.....	21
3.2 Weitere Auswahlkriterien	21
4 Anwendungsmöglichkeiten, Wirkungsmechanismen und Handlungsstrategien von Energiespeichern in Deutschland	22
4.1 Anwendungen in Übertragungsnetzen (Leistung > 15 MW)	22
Anwendung als „zentraler Großspeicher“ für Regelung und Energiehandel.....	23
Anwendung als dezentraler „Puffer“ und Netzeinspeisemanagement.....	26

Anwendung als Inselösung	27
4.2 Dezentrale Anwendungen	29
Versorgungsqualität	30
Spannungsqualität / Netzurückwirkungen	31
Spannungshaltung / Blindleistung	32
Lastmanagement / Bilanzkreismanagement	32
Inselnetze	33
Micro-Grids	33
Engpassmanagement	34
Beitrag dezentraler Speicher zu den Systemdienstleistungen	35
5 Speichertechnologien: Beschreibung, Stand der Technik und Entwicklungspotenzial	38
5.1 Übersicht	38
5.2 Pumpspeicherkraftwerke	39
5.2.1 Technologiebeschreibung	39
Prinzip	39
Zielsetzung und Eigenschaften	41
Allgemeine Chancen der Technologie	42
5.2.2 Charakteristische Daten	42
Technik	42
Wirtschaftlichkeit	43
Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland	43
5.2.3 Entwicklungsstand und Perspektive	46
5.3 Druckluftspeicherkraftwerke	46
5.3.1 Funktionsweise	47
5.3.2 Auslegung und Betrieb	48
5.3.3 Beispielanlagen	49
5.3.4 Potential und Herausforderungen	51
5.3.5 Kosten	53
5.4 Wasserstoff	54
5.4.1 Wasserstoff zur Speicherung elektrischer Energie	54
5.4.2 Alternative Speicherpfade	57

5.5 Vergleich der Speicherkapazität der Technologien mit hohem geometrischen Speichervolumen	58
5.6 Thermoelektrische Speicher.....	62
5.6.1 Funktionsweise.....	63
5.6.2 Auslegung und Betrieb	63
5.6.3 Potenzial und Herausforderungen.....	65
5.6.4 Kosten	65
5.7 Wärmespeicher	66
5.8 Supraleitende Magnetische Energie-Speicher (SMES).....	67
5.9 Schwungmassenspeicher (SMS)	70
5.10 Elektrochemische Doppelschichtkondensatoren	73
5.11 Elektrochemische Speichersysteme	75
5.11.1 Blei-Säure-Batterien	78
5.11.2 Lithium-Ionen-Batterien	82
5.11.3 Nickel-Metallhydrid- und Nickel-Cadmium-Batterien.....	88
5.11.4 NaNiCl- und NaS-Hochtemperaturbatterien.....	89
5.11.5 Redox-Flow-Batterien.....	91
5.11.6 Zink-Brom-Batterien	94
5.12 Energiespeicherung im Verkehrssektor.....	95
5.12.1 Wasserstoff und Brennstoffzellen.....	97
5.12.2 Hybrid- und reine Elektrofahrzeuge mit Batterien	101
5.12.3 Roadmap für zukünftige Entwicklungen	110
6 Bewertung der Speichertechnologien.....	113
6.1 Bewertung nach Szenarien.....	113
6.1.1 Kostenberechnung	115
6.1.1.1 Ergebnisse der Vergleichsrechnungen	117
6.1.1.2 Sensitivitätsanalyse	122
6.1.1.3 Interpretation der Kostenberechnungen.....	123
6.2 Zum Speichereinsatz konkurrierende Technologien in einem Wettbewerbsumfeld.....	125
6.2.1 Modelle zur Bewertung des Netzbetriebs.....	126

6.2.1.1 Szenarien für den Speichereinsatz	126
6.2.1.2 Anschluss eines 10-MW-Windparks bei nicht ausreichender Netzanschlusskapazität Netzausbau vs. Speicher	127
6.2.1.3 Fernübertragung der Windenergie oder zeitversetzte Nutzung der Windenergie Netzausbau (Höchstspannungsnetz als HVDC) vs. Speicher (örtliche Verschiebung vs. zeitliche Verschiebung)	131
6.2.1.4 Netzüberlastung bei zu hoher Windleistung, Abschaltung von WEA vs. Speicher	131
6.2.1.5 Bereitstellung von Regelleistung (Primär- und Sekundärregelung, Minutenreserve), Kraftwerkspark (thermisch) vs. Speicher	132
6.2.1.6 Bereitstellung von Regelleistung (Primär- und Sekundärregelung, Minutenreserve), Lastmanagement vs. Speicher	134
6.2.1.7 Beteiligung regenerativer Erzeuger und KWK-Anlagen an den Energiemärkten mit Hilfe von Energiespeichern und Lastmanagement - Virtuelles Kraftwerk	135
6.2.1.8 Gaskraftwerk als Regelkraftwerk gegenüber Energiespeicherung	137
6.2.1.9 USV-Funktionalität von Speichern in kritischen Industrieanwendungen	142
6.3 Wo machen Speicher betriebswirtschaftlich Sinn?	142
7 Handlungsstrategien	143
7.1 Warum ist künftig der Einsatz von Energiespeichern erforderlich?	143
7.2 Mögliche Einsatzszenarien von Energiespeichern	145
Langzeitspeicherung („Wochenspeicherung“)	145
Tagesspeicherung Hochspannung	146
Tagesspeicherung Mittelspannung	146
Bereitstellung von Regelreserve	146
Speicher in Fahrzeugen	147
Spannungsqualität	148
Spannungsqualität, autonome Stromversorgungen (Inselnetze, Micro-Grids, ...)	149
7.3 Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern	149
7.4 Stand der Entwicklung von Speichertechnologien	152
7.5 Handlungsbedarf in Politik, Forschung und Industrie	155
7.6 Faktoren, die einen Einfluss auf den Bedarf, die Struktur, die Wirtschaftlichkeit oder die Machbarkeit von Speichersystemen haben können	157

7.7	Bemerkungen zur Verfügbarkeit von Standorten für die Installation von Großspeichern	158
9	Literaturverzeichnis	168
10	Anhang	169
A1	Sensitivitätsanalyse zur Kostenbetrachtung der Energiespeicher	169
A2	Kosten der Wasserstoffgewinnung aus regenerativen Energien zur Nutzung im Verkehrssektor	177
A 3	Abbildungsverzeichnis	178
A 4	Tabellenverzeichnis	183
A 5	Abkürzungsverzeichnis	184

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 Potenzial 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 Abrechnungs-

system, 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 Langzeitspeicher das Potenzial, 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
- b) vertragliche Bindung in Form des Kyoto-Protokolls zu einer drastischen Reduzierung der CO₂-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 langfristi-

gen 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 Ausbaurrate der Elektromobilität ein erhebliches Potenzial eröffnen, um Stromerzeugung und -bedarf zu entkoppeln und damit Synergien auch für das Netz zu ermöglichen.

Für die Speicherung gibt es verschiedene Möglichkeiten:

- Elektrostatische Speicher, Speicherung im elektrischen Feld von Kondensatoren (SES),
- Elektrodynamische Speicher, Speicherung im Magnetfeld von Spulen, insbesondere supraleitenden Spulen (SMES),
- Thermische Speicher z. B. mit Dampf, Wasser oder Feststoffen unter Verwendung von elektrischthermischen Wandlern (z.B. Widerstände) und von thermischelektrischen Wandlern (z.B. Dampfturbinen),
- Elektrochemische Speicher z. B. mit Batterien,
- Chemische Speicher z. B. mit Wasserstoff unter Verwendung von elektrochemischen Wandlern, z.B. Elektrolyseur und Brennstoffzelle,

- Kinetische Speicher, Speicherung von Rotationsenergie in Schwungrädern unter Verwendung elektromechanischer Wandler, z.B. Elektromotoren und Generatoren,
- Potentielle Energiespeicher, Speicherung potentieller Energie von Wasser, z.B. Pumpspeicherkraftwerke mit elektromechanischen Wandlern, z.B. elektrische Motoren mit Pumpen und Turbinen/Generatoreinheiten
- Druckluftspeicher (Compressed Air Energy Store – CAES) z. B. in unter-tägigen Speicherkavernen ohne / mit Speicherung der Kompressionswärme (diabatic / adiabatic CAES) unter Verwendung elektromechanischer Wandler, z.B. elektrische Motoren mit Luftkompressoren und Turbinen/Generatoreinheiten

Nicht alle der hier genannten Verfahren werden derzeit in großem Maßstab angewendet.

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 Stromversorgungssystemen 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 dem Netz zugeführte Leistung wird mit Kraftwerksgeneratoren aus primären Energieträgern (Kohle, Gas, Wasser, Wind, Kernbrennstoff, Solarenergie, Biomasse, etc.) erzeugt. Das kurzzeitige kinetische Speichervermögen der rotierenden Maschi-

nen bestimmt die zulässige Verzögerung des Leistungsausgleichs; sofern künftig die verzögerungsfreie Netzeinspeisung über Wechselrichter größere Bedeutung annimmt, sind vorausschauende Stabilitätsuntersuchungen nötig.

Bei den meisten erneuerbaren Energiequellen (Wind, Sonne, Fließwasser) werden keine Vorräte gebildet, vielmehr gewinnt man Elektrizität aus dem momentanen Leistungsangebot (Windgeschwindigkeit, Strahlungsintensität, Wasserströmung), das naturbedingt schwankt und nicht mit dem wechselnden Bedarf übereinstimmt (siehe Abbildung 1). Bei fehlendem Angebot müssen thermische Kraftwerke die Leistung liefern, ein Überangebot an erneuerbarer Energie muss durch Drosselung der thermischen Kraftwerke ausgeglichen werden. Beim heutigen Umfang der Nutzung natürlicher Energiequellen lassen sich diese Fluktuationen noch mit herkömmlichen Regelkraftwerken ausgleichen, doch sinkt der Wirkungsgrad bei Teillast, während sich die spezifischen Stromerzeugungskosten und Emissionen erhöhen; häufiges windbedingtes Abschalten kann Kraftwerksinvestitionen unrentabel machen. Eine Einschränkung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen sollte aus Effizienz- und CO₂-Einsparungsgründen vermieden werden.

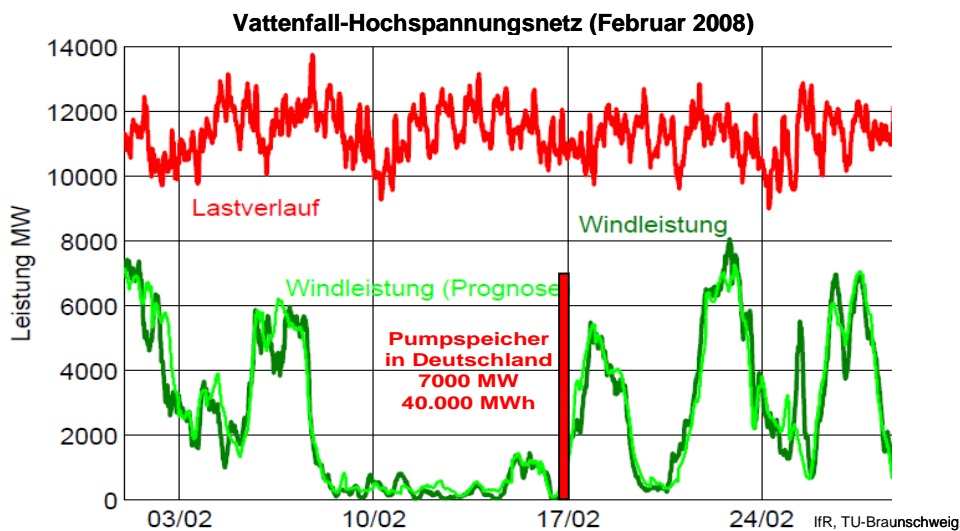


Abbildung 1: Beispiel für den Verlauf von Windeneinspeisung und Last in einer Regelzone

Erneuerbare Energien sollen und werden einen zunehmenden Beitrag zur Energieversorgung in Deutschland, Europa und global leisten. Die wichtigsten Energieträger speisen fluktuierend, also weder steuerbar noch planbar in das Netz ein. Diese Eigenschaft ist systemtechnisch nicht neu und kann durch den Einsatz von Energiespeichern technisch bewältigt werden. In der Energieversorgung geschieht dies, beim gegenwärtigen Anteil der erneuerbaren Energieerzeugung, heute in erster Linie

durch Pumpspeicherkraftwerke [1] und thermische Kraftwerke. Durch das Alter der thermischen Kraftwerke und der geographischen Begrenztheit der Pumpspeicherkraftwerke reichen wegen des weiteren Anstiegs der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien die verfügbaren Regelkapazitäten nicht mehr aus (siehe Abbildung 1). Hier können Energiespeicher einen wichtigen Beitrag liefern. Hinzu kommen Methoden des Last- oder Erzeugungsmanagements mit dem Ziel, die Leistungsabweichungen zwischen Angebot und Bedarf zu verringern. So wird es sich z. B. ohne zusätzliche Speicherkapazitäten auf Dauer nicht vermeiden lassen, auch die regenerative Erzeugung in die Netzregelung einzubinden. Im Interesse eines stabilen Netzbetriebs müssten dann z. B. bei Starkwind auch Windfarmen gedrosselt werden, was gemäß EEG heute nur bei netzbedingten Engpässen zulässig ist. Bei Bioenergie ist eine begrenzte Steuerbarkeit der Energieerzeugung aus gespeicherten Vorräten gegeben, doch wird sie noch nicht konsequent verwirklicht. Umstritten ist auch der mögliche Leistungsanteil, der sich mit derartigen Anlagen realisieren ließe.

Energieerzeugung aus Windkraftanlagen ist in vielen europäischen Ländern bislang die wichtigste Technologie zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Offshore-Anlagen gelten in Deutschland zukünftig als die wichtigste Option für den Ausbau regenerativer Energien. Die DENA-Studie [2] legt konkrete Zahlen für die damit verbundenen Konsequenzen vor. Für den notwendigen Netzausbau werden Kosten in Höhe von 1,137 Mrd. € und für die Beherrschung des transienten Erzeugungsüberschusses Werte in Höhe von 14,5 GW errechnet (siehe Abbildung 2). Die deutlich höheren Kosten für Regelenergie sind darin nicht enthalten.

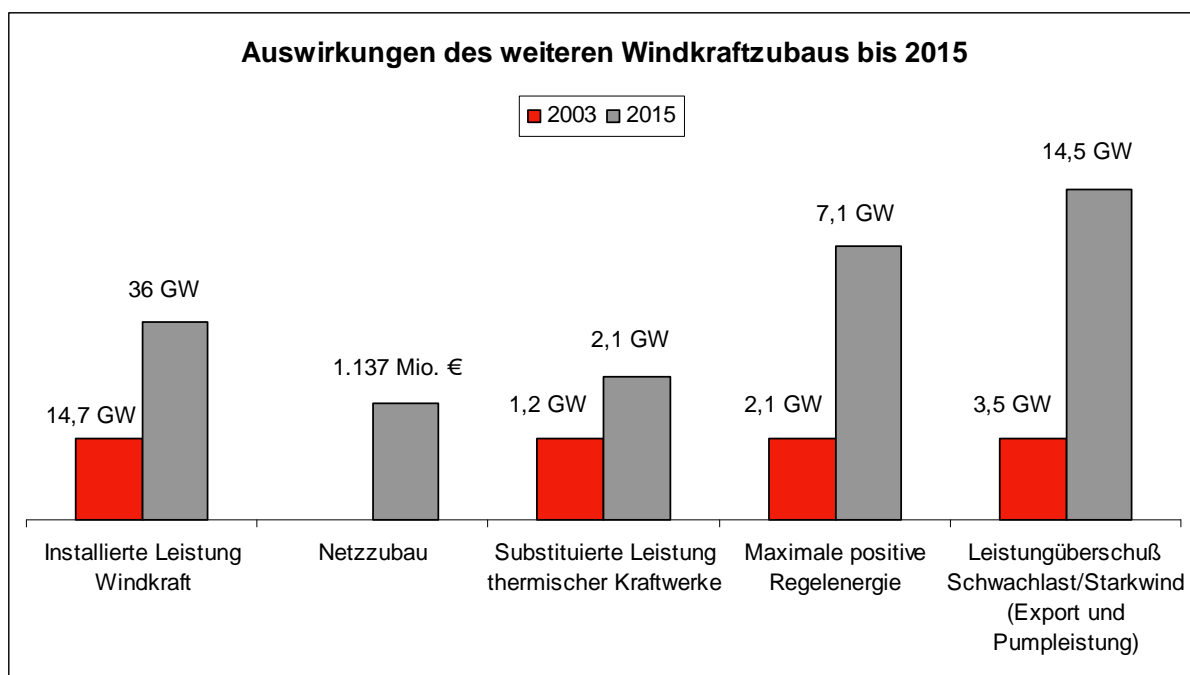


Abbildung 2: Ergebnisse der Dena-Studie

Es erscheint daher sinnvoll, Energiespeicher insbesondere an der Küste zur Unterstützung der Windenergie als ein wesentliches Element der Entwicklung der Infrastruktur einzusetzen. Die gegenseitigen Abhängigkeiten von möglichem Speicherausbau, insbesondere von der realisierbaren Speicherkapazität und Lage im Netz, sowie des erforderlichen Netzausbaus bedürfen noch weiterer Untersuchungen.

Wenig berücksichtigt wird in der bisherigen öffentlichen Diskussion der stark saisonabhängige Verlauf der durchschnittlichen Windleistung. So beträgt das gemittelte Minimum im Sommerhalbjahr nur etwa 50% des Maximums im Winterhalbjahr (siehe Abbildung 3). Dieser Effekt wird zwar durch andere saisonabhängige Energiequellen (Sonne) oder der Verteilung im europäischen Verbundnetz abgemindert, wird aber durch den geplanten hohen Ausbau der Windenergie nicht komplett ausgeglichen werden können.

Die Beherrschung dieser systematischen jahreszeitlichen Schwankungen und von längerfristigen Windflauten (viele Tage, siehe auch Abbildung 1) benötigt enorme Speicherkapazitäten.

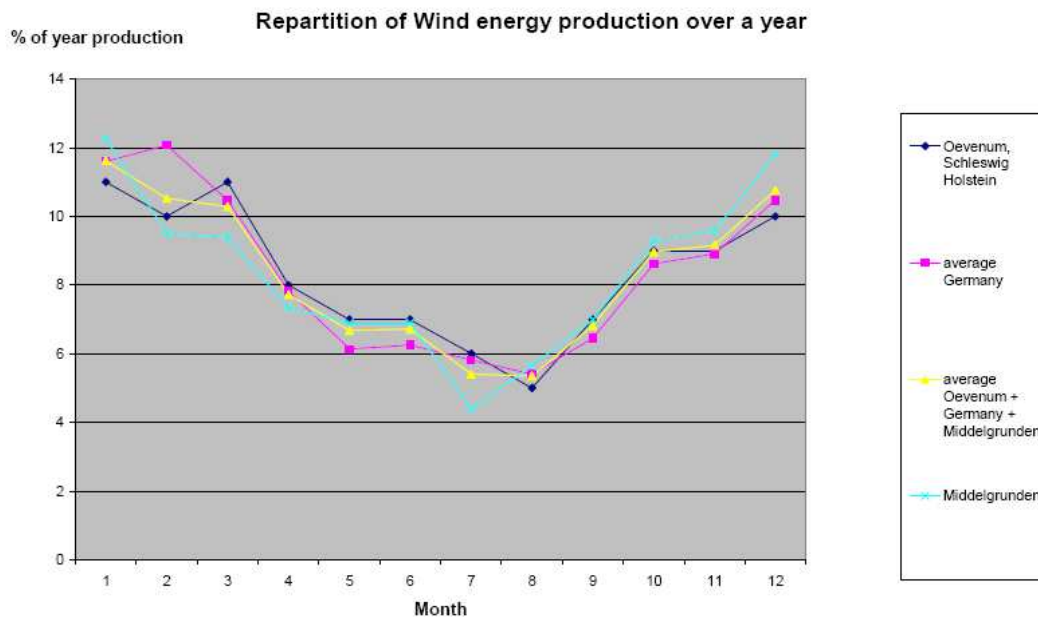


Abbildung 3: Verteilung der mittleren Windenergieerzeugung über das Jahr ¹

¹ Quelle: LBST

2.2 Infrastrukturentwicklung

Der mögliche Einsatz von Energiespeichern hängt stark von den strukturellen Gegebenheiten ab. Deshalb soll zunächst die sehr spezielle deutsche Situation unter verschiedenen Gesichtspunkten eingeordnet werden.

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

Hoch entwickelte weit vernetzte Industrienationen

Deutschland ist im UCTE-Netz integriert, das fast ganz Europa umschließt. Alternativ bzw. ergänzend zur Speicherung von Energie wäre also auch ein weitflächiger Ausgleich selbst sehr großer Leistungen möglich. Der Bau neuer Höchstspannungsleitungen scheitert heute aber vielfach an der mangelnden Akzeptanz in der Bevölkerung. Zudem verfolgen alle europäischen Länder ähnliche Ausbaukonzepte für regenerative Energien, so dass damit zu rechnen ist, dass Überschuss- oder Mangelsituationen großräumig auftreten und über die Netze dann nur noch begrenzt ein Energieaustausch möglich sein wird.

Schwach vernetzte Schwellenländer

Schwach vernetzte Nationen zum Beispiel in Südamerika oder Asien können einen Ausgleich nur beschränkt ausführen. Dies drückt sich in erster Linie in der Versorgungsqualität aus. Der Einsatz von Energiespeichern wirkt sich hier auf diese positiv aus.

Geografische Inseln oder als Inseln entstehende Vernetzung in Entwicklungsländern

Speziell Speicher kleinerer Dimension werden häufig in Inselnetzen eingesetzt. Da sie für den stabilen Netzbetrieb meistens zwingend notwendig sind, finden hier auch Technologien Anwendung, die in größeren Netzen nicht wirtschaftlich sind.

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% von

großer Bedeutung. Dies wird durch den Einsatz von Regelenergie und Reserveleistung unterstützt.

Fahrplanenergie und fluktuierende Einspeisung

Unter den verschiedenen Formen elektrischer Energie in der öffentlichen Versorgung stellt die Fahrplanenergie die Regelversorgung dar. Durch Handel an öffentlichen Handelsplätzen unterliegt sie einem strengen Wettbewerb. Elektrische Speicher beziehen aus zeitlich schwankenden Preisen (spreads) ihren wirtschaftlichen Ertrag. Nach Abschluss der Handelsgeschäfte dient die Fahrplanenergie zur Planung des Systembetriebs. Ihr wird die fluktuierende Einspeisung zum Beispiel aus Windkraftwerken überlagert. Insbesondere Abweichungen von der Prognose dieser fluktuierenden Einspeisung führen zu erheblichen Störungen in der Systemführung.

Regelleistung

Auch ohne fluktuierende Einspeisung ist in unterschiedlichen Zeitskalen abrufbare Regelenergie zum Systemausgleich notwendig. Während die Ausweitung des UCTE-Verbunds zu einer Verringerung des spezifischen Verbrauchs an Regelleistung führte, wird durch zunehmende fluktuierende Einspeisung dieser Bedarf erhöht. Auf den Märkten für Regelenergie können Energiespeicher einen möglichen Deckungsbeitrag erzielen. Sie stehen dabei aber in Konkurrenz zur rotierenden Reserve aus dem gesamten Kraftwerkspark mit einer sehr hohen Kapazität und mit günstigen Aufwendungen.

Reserveleistung

Neben der kontinuierlich erforderlichen Regelenergie wird Reserveenergie nur in selten auftretenden Notsituationen benötigt. Obwohl die Tendenz zu häufiger auftretenden Notsituationen erkennbar ist, ist die benötigte Energiemenge im Verhältnis zur Leistung nur gering. Hier werden also in erster Linie Anlagen mit spezifisch geringen Leistungskosten (Gasturbinen) benötigt.

3 Charakterisierung und Parameter für die Auswahl geeigneter Speichersysteme

Jedes Energiespeichersystem, das in elektrischen Netzen zum Einsatz kommt, ist primärtechnisch prinzipiell beschreibbar durch:

- den Energiewandler, der die zu speichernde elektrische Energie in die für die Speicherung geeignete Energieform umwandelt,
- den Energiespeicher, in dem die jeweilige Energieform gespeichert wird,

- den Energiewandler, der die gespeicherte Energie in die zur Nutzung erforderliche elektrische Energie (Spannung, Leistung) umwandelt
- den Netzanschluss (in der Regel an ein Drehstromsystem)

Darüber hinaus können je nach Speichertyp entsprechende Hilfsaggregate benötigt werden. Um das Energiespeichersystem entsprechend den gestellten Anforderungen betreiben zu können, ist seitens der Sekundärtechnik eine entsprechende Mess-, Steuer- und Regeltechnik erforderlich. Für die Einbindung in ein übergeordnetes Managementsystem, z. B. in ein virtuelles Kraftwerk, sind zusätzlich geeignete Kommunikationssysteme vorzusehen Abbildung 4.

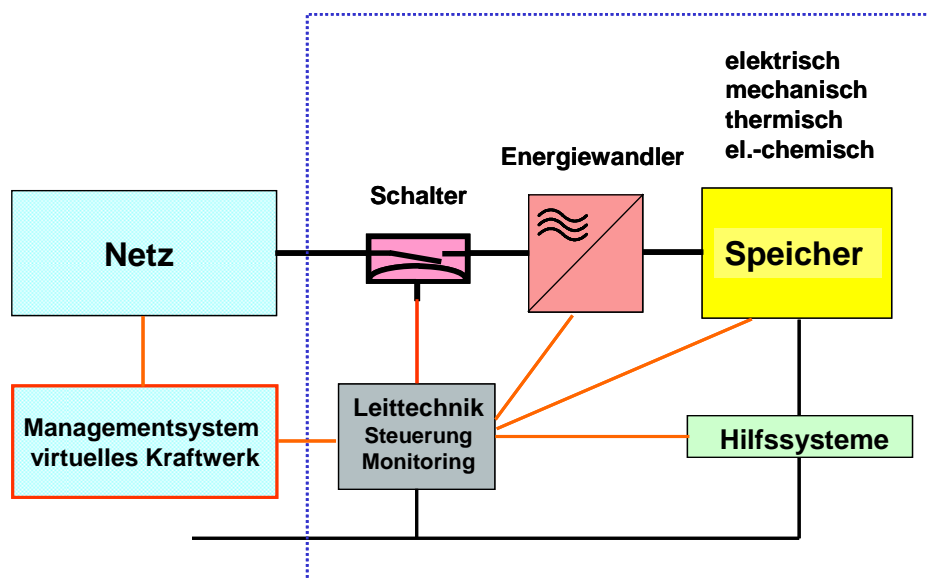


Abbildung 4: Energiespeichersystem

3.1 Speichercharakteristiken

Energiedichten von Speichermedien

In der nachfolgenden Tabelle 1 werden die Energiedichten verschiedener Speichermedien gegenübergestellt.

Tabelle 1: Energiedichten von Speichermedien

Speichermedium	Energiedichte (kWh/m ³)
Wasser Fallhöhe 300 m	0,82
Druckluft ($\Delta p = 2$ MPa, p max 7 MPa)	3
Druckluft ($\Delta p = 8,5$ MPa, p max 13,5 Mpa)	12
H ₂ (drucklos)	3
H ₂ (20 MPa)	530
H ₂ (70 MPa)	1400
H ₂ (flüssig)	2400
Schwungmassen Stahl	(230)
Schwungmassen CFK	(650)
Kondensator	0,1
Supercaps	1 ... 7 (25)
SMES (bei 5 Tesla)	2,8
Bleibatterie	80
Li-Batterien	200
Heißwasser $\Delta T = 40$ K	46
Heißwasser $\Delta T = 200$ K	230
Benzin	8900
Methanol	4400

Anmerkung: Die angegebenen Werte beziehen sich ausschließlich auf das Speichermedium und sollen hier nur dem Vergleich dienen. Wirkungsgrade bei der Energiewandlung sind hier nicht berücksichtigt. Realisierte Anlagen (incl. Energiewandler und Gebäude) erreichen deutlich geringere Werte. In Klammern genannte Werte sind Zielwerte, die zukünftig erreicht werden sollen.

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. Dies gilt insbesondere dann, wenn auch zum Ende eines Entladevorgangs noch eine hohe Abgabeleistung gefordert wird. Bei manchen Speichersystemen würde eine Tiefentladung auch die Lebensdauer negativ beeinflussen. Für viele Speichersysteme kann als Anhaltswert angenommen werden, dass der tatsächlich benötigte Energieinhalt mindestens $\frac{1}{3}$ größer sein muss als der Nutzinhalt. 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. Dieser erstreckt sich von Sekunden bei Anwendungen im Bereich der Spannungs-/ Versorgungsqualität bis zu mehreren Stunden und Tagen bei einem Einsatz zum Ausgleich von Erzeugungsmangel aus regenerativen Energieträgern. Die Speicherdauer ist der Zeitbereich, während dem die Energie zwischen einem Ladevorgang und einem Entladevorgang gespeichert bleiben soll. Auch dieser reicht von Sekunden bei Anwendungen zur Verbesserung der Spannungsqualität bis hin zu Monaten, falls ein Ausgleich zwischen Sommer und Winter ermöglicht werden soll. Die Ladedauer gibt an, wie schnell ein Speicher nach einer Entladung wieder geladen werden kann bzw. geladen werden können muss. 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. In der Regel sind die Verluste beim Laden und Entladen getrennt zu betrachten (z. B. bei der Ermittlung des Nutzinhalts). Zu den Stand-by-Verlusten

zählt auch der Energiebedarf für die jeweils erforderlichen Hilfsaggregate. Bei längerer Speicherdauer ist die Selbstentladung durch eine sog. Erhaltungsladung zu kompensieren, damit im Bedarfsfall ein voll geladener Speicher zur Verfügung steht. Je nach Anwendungsfall sind die verschiedenen Verlustarten unterschiedlich zu gewichten.

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. Die Einsatzhäufigkeit reicht von einmal pro Jahr bei Saisonspeichern bis zu mehrmals pro Sekunde bei Anwendungen im Bereich der Spannungsqualität.

Zugriffszeit / Regelgeschwindigkeit

Die Zugriffszeit definiert die Zeitdauer, die benötigt wird, bis ein Speicher bei Bedarf die Leistung entsprechend dem Anforderungsprofil erbringen kann. Häufig ist dies die Zeit zum Erreichen der maximalen Leistung. Die Regelgeschwindigkeit ist ein Maß für die Schnelligkeit der Leistungsanpassung auf entsprechende Sollwertvorgaben und beschreibt damit die dynamischen Eigenschaften des Speichersystems.

3.2 Weitere Auswahlkriterien

Neben den o. g. Speichercharakteristiken sind noch eine ganze Reihe weiterer Kriterien bei der Auswahl eines für den jeweiligen Anwendungsfall geeigneten Speichers zu beachten:

- Maße und Gewichte: Flächenbedarf (incl. Hilfssysteme und Energieumwandlungssystem) Raumbedarf (incl. Hilfssysteme und Energieumwandlungssystem) Gewicht, Flächenlast, Transportgewicht, Transportierbarkeit (jeweils für einzelne Module bzw. für das Gesamtsystem) Landschaftsverbrauch;
- Aufstellungsbedingungen Innenraum, Container; spezielle Fundamente Wärmemanagement und Raumklimatisierung, Zugänglichkeit
- Umwelt und Sicherheit: Geräuschpegel, Umweltbilanz (Materialien, Recycling...) Sicherheitszone (z.B. Magnetfelder ...)
- Wartung: Wartungsintervalle, Wartungsaufwand (wartungsbedingte Nichtverfügbarkeit)

- Zuverlässigkeit: Konsequenzen eines Ausfalls, gibt es redundante oder modulare Systeme
- Lebensdauer: Gesamtsystem und einzelne Komponenten Lebensdauerverkürzung bei Tiefentladung
- Netzanschluss und Energiewandler: Auslegung des Energieumwandlungssystems (Ladung und Entladung) Netzurückwirkungen (Auslegung des Umrichters als aktives Filter)

4 Anwendungsmöglichkeiten, Wirkungsmechanismen und Handlungsstrategien von Energiespeichern in Deutschland

Einhergehend mit den unterschiedlichen Leistungen und Speicherkapazitäten werden Speichertechnologien sowohl netzgebunden und zentral als auch netzautark sowie als dezentrale Applikation eingesetzt. Der Fokus der vorliegenden Untersuchung wird zunächst auf dem Bereich der großen Speichertechnologien im Leistungsbereich >15 MW bis hin zu mehreren 100 MW für mittlere bis langfristige Einspeicherung im Stunden- und Tagesbereich liegen (z. B. Pumpspeicher, CAES, H₂-Speicher), bevor im Kapitel 4.2 Anlagen mit kleinerer Leistung und teils sehr kurzer Speicherdauer (z. B. Schwungräder) untersucht werden.

4.1 Anwendungen in Übertragungsnetzen (Leistung > 15 MW)

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

- Die Anwendung als zentraler Großspeicher im Energiehandel („peak shaving“) und als Anbieter von Regelleistung,
- Die Anwendung als dezentraler „Puffer“ zwischen Erzeugung und Einspeisung zum Netzeinspeisemanagement,
- Eine Inselanwendung in netzautarken Gebieten wie Inseln oder Volkswirtschaften mit beginnender Elektrifizierung.

Im Folgenden werden diese Anwendungen stationärer Großspeicher kurz erläutert.

Anwendung als „zentraler Großspeicher“ für Regelung und Energiehandel

Ein zentraler Speicher wird zum Verschieben von preisgünstiger Erzeugung „off-peak“ aus Kraftwerken mit niedrigen variablen Stromgestehungskosten (dazu zählen auch Windkraftanlagen) 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.

Brennstoffkosten im engeren Sinne treten bei Pumpspeicherkraftwerken oder adiabaten Druckluftspeichern nicht auf. Diabate Druckluftspeicher erzeugen Energie aus einer Kombination aus Druckluft und Erdgas, so dass dort also auch Brennstoffkosten zu berücksichtigen sind.

Abbildung 5 zeigt den typischen Einsatz eines Speichers orientiert am Großhandelsmarkt für historische EEX-Preise vom 14. Juli 2002 (Sonntag) bis zum 20. Juli 2002 (Samstag). Das niedrige Preisniveau am Sonntag sowie die Nachtstunden werden zum Einspeichern genutzt, zu Hochpreisstunden während der Werkzeuge wird die Energie wieder ausgespeichert.

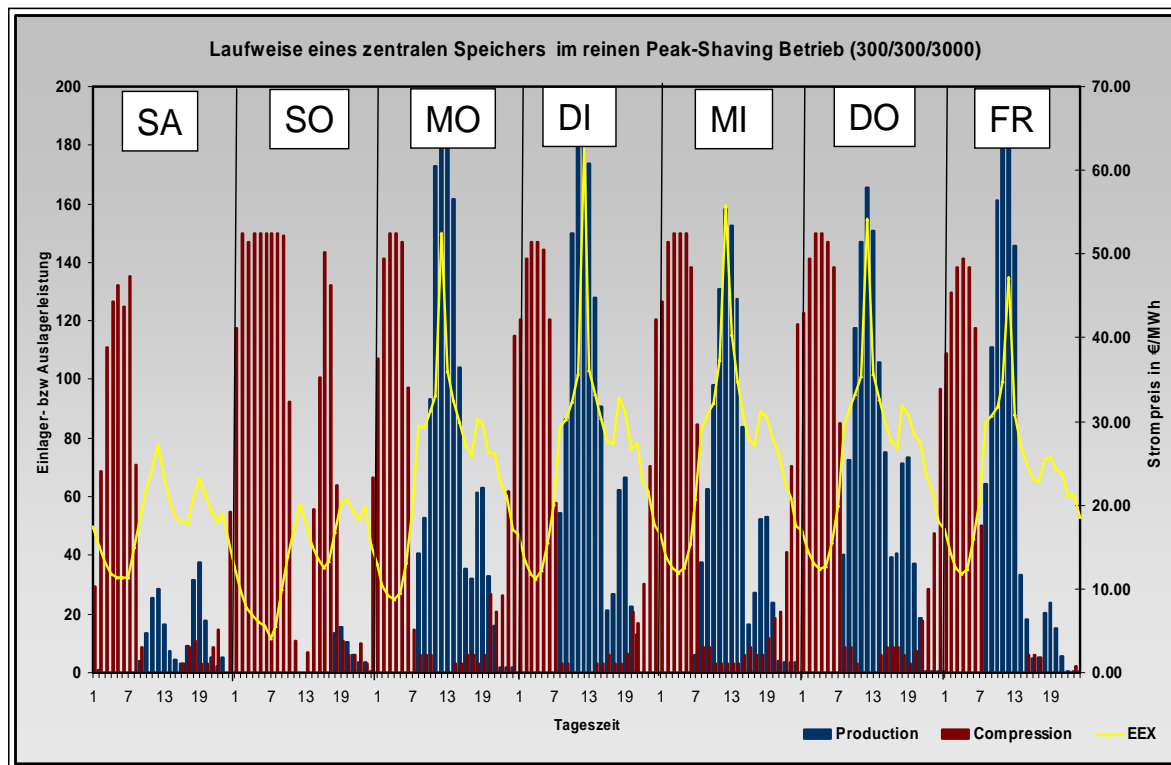


Abbildung 5: Typische Laufweise eines Speichers auf dem Großhandelsmarkt am Beispiel eines Druckluftspeichers².

Der Einsatz eines Speichers im Übertragungsnetz wird bestimmt durch:

- den Strompreisverlauf,
- die SpeichergroÙe,
- das Verhältnis von Lade-/Entladeleistung
- dem lade- und entladeseitigen Wirkungsgrad des Speichers,
- den Anfahrkosten des Speichers,
- den sonstigen variablen Kosten des Speichers,
- ggf. den Einsatz auf dem Regelenergiemarkt in Abhängigkeit der Anfahrzeit.

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. Falls ein Speicher den entsprechenden Anforderungen genügt, kann der Betreiber auf den entsprechenden

² Dabei bezeichnet „Compression“ Zeiträume, in denen Energie eingespeichert wird und „Production“ Zeiträume, in denen Energie aus dem Speicher ans Netz abgegeben wird. Quelle: EWI

Märkten auch Regelernergie und andere Systemdienstleistungen anbieten. Folgende Systemdienstleistungen können durch Speicher bedient werden (Abbildung 6):

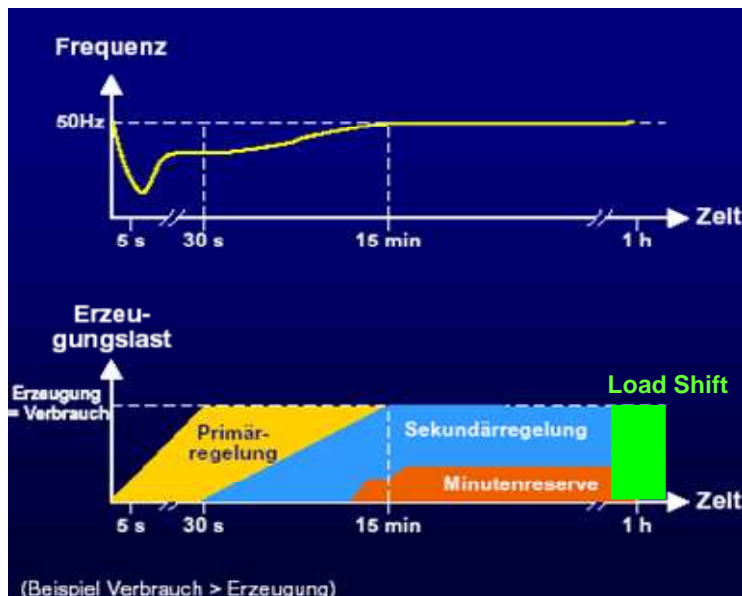


Abbildung 6: Systemdienstleistung Regelleistungsbereitstellung ³

- positive und negative Primärregelung (Bereitstellung innerhalb von 30 s. für eine Dauer von bis zu 15 min.)
- positive und negative Sekundärregelung (Um sicherzustellen, dass die Sekundärregelreserve nach 15 min. vollständig aktiviert werden kann, wird von einer Einzelanlage eine Bereitstellung innerhalb von 5 min. erwartet. Dauer der Lieferung: bis zu 1 h),
- positive und negative Tertiärregelung (Minutenreserve, Bereitstellung innerhalb von 15 min. für eine Dauer bis zu 4 x 15 min.),
- Blindleistungskompensation (ggf. auch ohne Wirkleistungslieferung – Phasenschieberbetrieb)
- Schwarzstart von Netzen oder Netzbereichen nach einem Netzzusammenbruch

Für die Bereitstellung von Primärregelreserve kommen derzeit nur große Batteriespeicher in Frage. Pumpspeicher mit Reaktionszeiten im Sekundenbereich werden häufig zur Bereitstellung von Sekundärregelung herangezogen. Andere Speicher-

³ Quelle: Siemens

technologien, 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 (Trockenblasen der Pumpturbine) bzw. bei Anlagen mit Vollstromrichter möglich. Auch bei CAES ist dies prinzipiell möglich, erfordert aber geeignete Kupplungen zwischen Generator und Kompressor/Turbine. 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. Für Inselsysteme kann dies jedoch ein wesentlicher Werttreiber sein.

Häufig diskutiert wird auch die saisonale Speicherung von Strom, insbesondere vor dem Hintergrund der beschränkten Verfügbarkeit von Windenergie- und Laufwasseranlagen im Sommer [3]. Dies würde aber bedeuten, dass ein Speicher nur wenige Lade-/Entladezyklen ausführen kann. Da ein Speicher seine Einnahmen aus diesen Zyklen schöpft, ist ein nahezu täglicher Einsatz mit weitaus mehr als hundert Zyklen pro Jahr wirtschaftlich um Dimensionen günstiger. Andererseits stellt sich dann die Frage nach möglichen Alternativen und den sich daraus ergebenden Konsequenzen, um diese saisonalen Unterschiede beherrschen zu können.

Anwendung als dezentraler „Puffer“ und Netzeinspeisemanagement

Ebenfalls diskutiert, aber in der Praxis derzeit nicht durchgeführt, wird häufig auch die Anwendung von Speichern als „Puffer“ direkt hinter einer Erzeugungseinheit (Kraftwerk oder Windpark). Der Nutzen eines solchen Speichers würde z. B. bei thermischen Kraftwerken darin liegen, dass materialermüdende und teure Anfahrsvorgänge im Kraftwerk selbst verhindert werden könnten; bei Windenergieanlagen (WEA) würden Erzeugung und Netzeinspeisung entkoppelt und somit der Bezug von teurer Ausgleichsenergie durch den Netzbetreiber verhindert. Diese als „dezentral“ bezeichnete Anwendung ist aber aus ökonomischer Sicht in einem ausgedehnten Netz aufgrund „verschenkter“ Skalen- und Ausgleichseffekte nicht sinnvoll. Eine vorübergehende Sondersituation könnte sich jedoch einstellen, wenn z. B. aufgrund von Genehmigungsverfahren notwendige Netzausbaumaßnahmen auf Eis liegen. „Dezentrale“ Speicher könnten dann zur zeitlichen Überbrückung herangezogen werden.

Im Zuge des konzentrierten Ausbaus der Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie im Küstenbereich an Nord- und Ostsee wird zukünftig der Bedarf an Transportkapazitäten vom Erzeugungsort in die Verbrauchszentren in Mittel- und Süddeutschland ansteigen und einen Ausbau des Übertragungsnetzes notwendig machen. Auch wenn aufwendige Genehmigungsverfahren u. U. zu Verzögerungen im notwendigen Netzausbau führen, würde dies voraussichtlich nur zu einem vorübergehenden wirtschaftlichen Vorteil für Speicher führen, der wahrscheinlich unter der wirtschaftlichen Lebensdauer derartiger Anlagen liegen würde.

Anwendung als Insellösung

In Regionen ohne Anschluss an ein übergeordnetes Stromnetz könnte ein Speicher in Verbindung mit einem WEA-Park für eine zuverlässige und autarke Strombereitstellung sorgen (Abbildung 7). Der Speicher müsste dann die Unterschiede zwischen Stromproduktion und Verbrauch ausgleichen (Überproduktion wird eingespeichert und in Stunden mit Stromdefizit genutzt).

Eine Einschätzung der Sinnhaftigkeit einer solchen Lösung müsste im Einzelfall geprüft werden. Generell wäre auch eine Kombination aus WEA-Park und Spitzenlasterzeugung denkbar (Gasturbine, Dieselaggregat). Vergleicht man beide Optionen, so stellt sich der Speicher tendenziell besser dar, je öfter die Windparkeinspeisung über dem Verbrauch liegt (also Erzeugung weggeworfen werden müsste, wenn es den Speicher nicht gäbe); gleichzeitig bedeutet dies aber, dass der WEA-Park tendenziell überdimensioniert wäre und man z. B. mit einer Kombination aus einem kleineren Windpark und einem Spitzenlastaggregat wirtschaftlich evtl. günstiger fahren würde. Ein Vorteil des Speichersystems kann aber die Brennstoffunabhängigkeit sein. Ein Pumpspeicher oder eine adiabate Druckluftspeicheranlage hätten den Vorteil, dass sie im Gegensatz zur Gasturbine oder einem Dieselaggregat keinen zusätzlichen fossilen Brennstoff benötigen und somit in nur schlecht zugänglichen Regionen eine aufwendige Brennstoffanlieferung vermieden werden könnte.

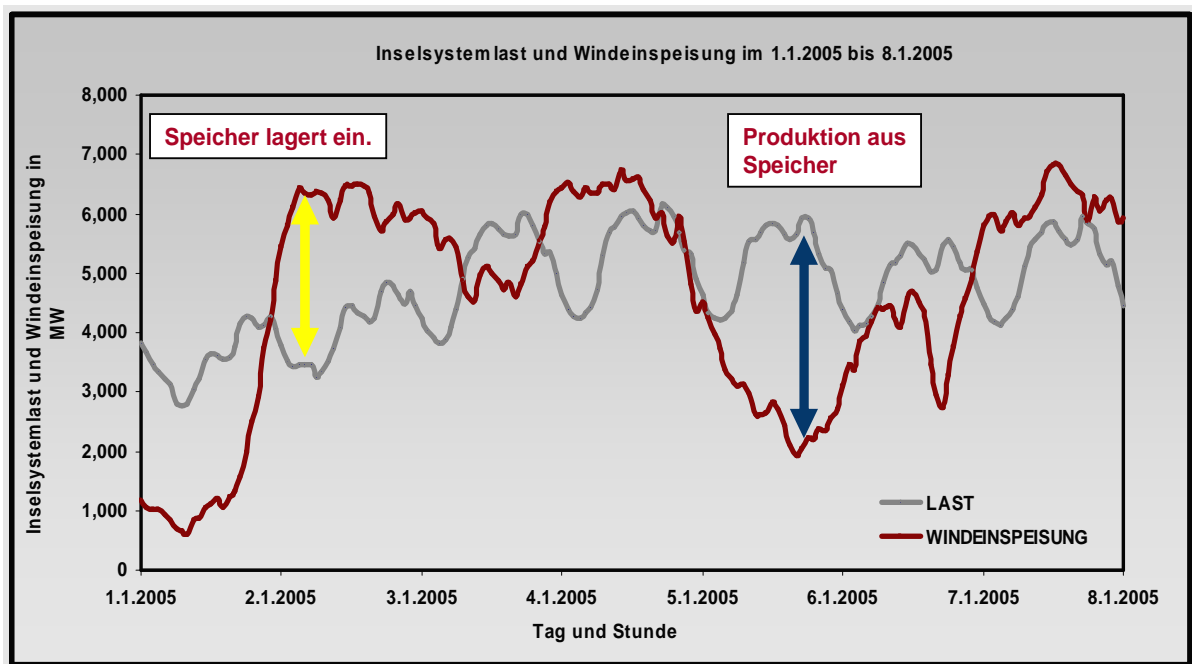


Abbildung 7: Typische Laufweise eines Inselsystems ⁴

Der Bedarf an Flexibilität im Stromsektor wird zukünftig sowohl im Erzeugungsbereich als auch im Übertragungsnetz nicht zuletzt in Folge des verstärkten Ausbaus der Windenergie stark ansteigen. Speicher können zum einen als „teure“ Überbrückungshilfe für notwendige Netzausbauten dienen, falls diese aufgrund von langwierigen Genehmigungsprozessen erst verzögert realisiert werden können. Zum anderen steigt für die Netzbetreiber der Bedarf an vorzuhaltender Regelenergie (insbesondere Minutenreserve) an. Regelenergie wird eingesetzt, um kurzfristige Ungleichgewichte zwischen Stromentnahme und -einspeisung im Übertragungsnetz auszugleichen. Da die Einspeisung aus Windenergieanlagen von einem nicht exakt zu prognostizierenden schwankenden Windangebot abhängt, muss der Saldo aus der Differenz aus prognostizierter und tatsächlicher Windenergieeinspeisung sowie aus den Ungleichgewichten, die durch Kraftwerksausfälle und Lastprognosefehler entstehen, mit Hilfe der vorgehaltenen Regelenergie kurzfristig ausgeglichen werden. Hierzu können Speicher aufgrund ihrer Schnelligkeit und Flexibilität einen wertvollen Beitrag leisten, indem Sie entweder kurzfristig einen Stromüberschuss einlagern bzw. bei Leistungsmangel im Netz schnell Strom zur Verfügung stellen.

Von den drei vorgestellten Anwendungsstrategien ist die zentrale Anwendung für große Speicher die wirtschaftlich attraktivste. In der Praxis können auch Mischformen der Anwendungsstrategien entstehen, wenn zum Beispiel ein großen Speicher, der

⁴ Quelle: EWI

vorrangig zum Peak-Shaving und zur Minutenreservebereitstellung genutzt wird, so platziert wird, dass er gleichzeitig auch Netzengpässe vermeiden kann. Aufgrund der Entflechtung von Stromerzeugern von den Übertragungsnetzbetreibern müssten hier aber entsprechende Anreize für den Investor gesetzt werden, z. B. durch die Einführung einer Dienstleistung "Engpassausregelung", die der Übertragungsnetzbetreiber vom Anlagenbetreiber einkauft.

Inwieweit sich die Errichtung von zentralen Stromspeichern in Deutschland zukünftig lohnt, hängt von vielen Parametern, wie z. B. von der Strompreisentwicklung oder der Preisentwicklung auf dem Regulenergiemarkt ab, die wiederum von Brennstoffpreisen, Kernenergieausstieg, Kraftwerkszubau, Emissionshandel, Marktdesign etc. beeinflusst werden; der Bedarf an Flexibilität in der deutschen Elektrizitätswirtschaft wird zukünftig jedenfalls ansteigen. Ob diese Flexibilität vorrangig durch Stromspeicher oder durch andere Mechanismen, wie nachfrageseitiges Lastmanagement, verstärkten internationalen Handel oder Intraday-Handel bereitgestellt wird, hängt nicht zuletzt von der zukünftigen Kostenentwicklung der verfügbaren Speichertechnologien ab.

4.2 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 regenerativen Energieträgern sowie von dezentralen KWK-Anlagen. 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 [3], die den Rahmen der Forschung auf diesem Gebiet beschreibt. Parallel mit der Zunahme der dezentralen Energieversorgung ist dabei von einem wachsenden Speicherbedarf 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 zusammengefasst - für übergeordnete Aufgaben im Übertragungsnetz eingesetzt werden und sich so an der Bereitstellung von Systemdienstleistungen beteiligen. Die Palette der Einsatzmöglichkeiten zeigt Abbildung 8. Diese werden nachfolgend näher erläutert.

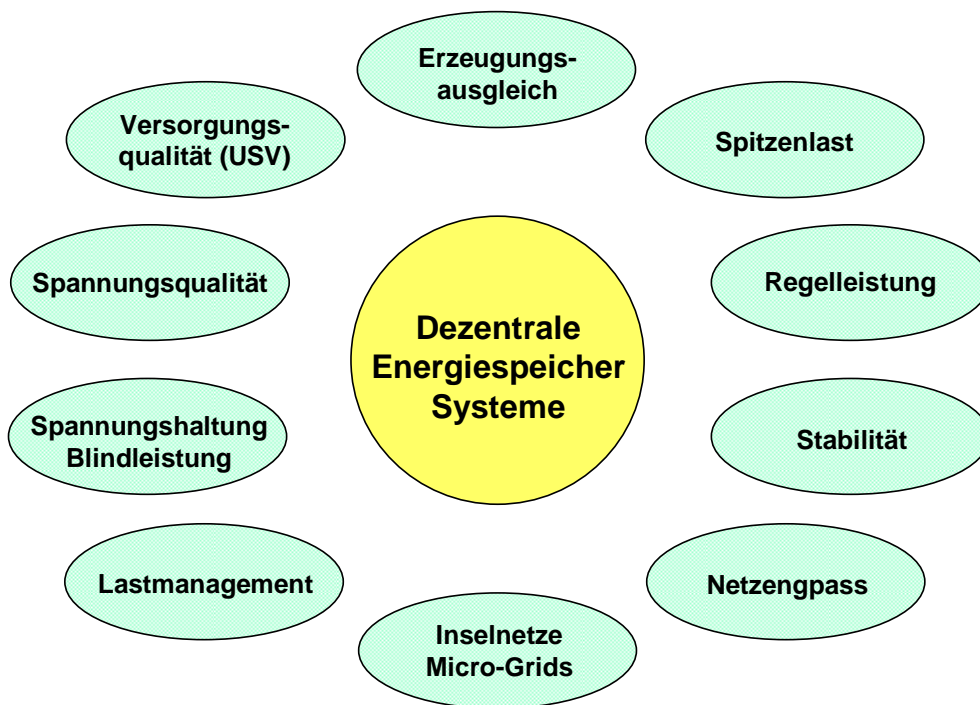


Abbildung 8: Einsatzmöglichkeiten von dezentralen Energiespeichern

Versorgungsqualität

Netzstörungen durch Kurzschlüsse, verursacht z. B. durch Blitzeinschläge in Freileitungen, können nicht gänzlich vermieden werden. In der Regel äußern sich diese Kurzschlüsse für die unmittelbar betroffenen Kunden in einem Spannungseinbruch oder gar in einer Versorgungsunterbrechung.

Empfindliche Produktionsabläufe können bereits durch kurze Spannungseinbrüche (z. B. bei Fehlern im überlagerten Netz) oder kurzzeitige Versorgungsunterbrechungen (verursacht z. B. durch eine Kurzunterbrechung) nachhaltig gestört werden und damit zu großen Schäden und/oder länger dauernden Produktionsausfällen führen. Hierbei ist zu unterscheiden zwischen einer direkten Beeinflussung der Primärtechnik (Chipfabriken, Papier- und Folienherstellung, Spinnereien ...) bzw. einer indirekten Beeinflussung über eine Störung in der Sekundärtechnik (Steuerungen, Leittechnik,

Prozessrechner ...). Als Beispiel sei hier erwähnt, dass selbst ein einfaches Schütz bereits nach einer Versorgungsunterbrechung von 10 ms abfällt.

Während es für die letztgenannten Fälle ausreicht, nur die Prozesssteuerungen über eine kleine handelsübliche USV-Anlage (Unterbrechungsfreie Stromversorgung) zu versorgen, müsste in den erstgenannten Fällen eine große USV-Anlage für die gesamte Leistung des empfindlichen Prozesses dimensioniert werden. Zur Beherrschung von Spannungseinbrüchen bzw. kurzen Versorgungsunterbrechungen sind insbesondere solche Speicher geeignet, die nahezu unterbrechungsfrei die Versorgung übernehmen und eine Zeitspanne von einigen Sekunden abdecken können. In manchen Fällen würde es bereits ausreichen, wenn in dieser Zeit der Produktionsprozess sicher beendet werden könnte.

Länger dauernde Versorgungsunterbrechungen sind zumindest in Deutschland relativ selten. Um auch diese sicher zu beherrschen, kann ein Kurzzeitspeicher dazu genutzt werden, die Zeit zu überbrücken bis ein Notstromaggregat gestartet ist. Bei einer Einsatzdauer des Speichers von etwa 10 s ermöglicht diese Kombination einen Sanftstart des Notstromaggregats und bietet zudem den Vorteil, dass dieses nur noch ganz selten bei den wirklich länger dauernden Versorgungsunterbrechungen gestartet werden muss; alles in allem also eine besonders anlagen- und umweltschonende Betriebsweise.

Im EVU-Bereich findet man Energiespeicher heute insbesondere für die Notstromversorgung von Schaltanlagen und Kraftwerken. Obwohl gerade in Schaltanlagen nur relativ kurzfristige Entladedauern (wenige Sekunden) bei relativ hohen Leistungen benötigt werden, um bei einem Netzausfall insbesondere die Schaltgeräte noch bedienen zu können, finden dort heute in Ermangelung anderer Speichertechnologien noch die Blei-Säure-Batterien Verwendung.

Spannungsqualität / Netzurückwirkungen

Bei einzelnen Kunden können z. B. durch stark pulsierende Lasten oder Leistungselektronik Netzurückwirkungen verursacht werden, die für das vorhandene Netz unzulässig hoch sind (Flicker, Spannungseinbrüche, Oberschwingungen,...).

Als Abhilfemaßnahme kommt heute entweder eine Änderung des störenden Industrieprozesses in Frage (z. B. zeitversetzte Taktung mehrerer Schweißmaschinen, höherpulsige Stromrichter ...) oder aber eine Änderung des Netzanschlusses (separate Einspeisung, ggf. Anschluss in einer höheren Spannungsebene ...). Auch mit Hilfe eines Energiespeichers und entsprechender schneller Leistungselektronik könnten die Netzurückwirkungen durch sog. aktive Filterung auf ein zulässiges Niveau re-

duziert werden. Für diesen Anwendungsfall wäre ein Kurzzeitspeicher in Betracht zu ziehen, der für die häufige Beanspruchung ausgelegt sein müsste. In diesem Zusammenhang bietet es sich u. U. an, nicht von jedem einzelnen Kunden die Einhaltung der derzeit vorgegebenen Grenzwerte zu verlangen, sondern vielmehr zum Beispiel für ein ganzes Industriegebiet eine Zentralkompensation für alle Netzurückwirkungen durchzuführen. Eine derartige Anlage könnte von dem Netzbetreiber gebaut und betrieben werden und die Netzurückwirkungskompensation somit als Dienstleistung den Kunden angeboten werden.

Spannungshaltung / Blindleistung

Auch für die Spannungshaltung und die damit verknüpfte Blindleistungskompensation spielen Energiespeicher eine wichtige Rolle, auch wenn diese nicht immer als solche wahrgenommen werden. Im Bereich der Verteilungs- und Kundennetze sind dies vor allem Kondensatoren, da es gilt, die überwiegend induktive Blindleistung der Verbrauchsgeräte (Motoren,...) zu kompensieren. Durch entsprechende leistungselektronische Steuerungen lässt sich die Blindleistung an den jeweiligen Bedarf anpassen. Die meisten dezentralen Speicher werden über Stromrichter an das Netz gekoppelt. Diese lassen sich daher unabhängig von einer Wirkleistungslieferung oder -aufnahme zur Blindleistungsregelung und damit auch zur Spannungshaltung einsetzen.

Lastmanagement / Bilanzkreismanagement

Der einmal pro Abrechnungsjahr festgelegte Leistungspreis eines Sondervertragskunden (Industriekunde oder Weiterverteiler) wird aus seiner Jahreshöchstleistung ermittelt. Diese basiert auf dem in Anspruch genommenen viertelstündigen Mittelwert der Wirkleistung.

Daraus wird ersichtlich, dass es für einen Sondervertragskunden mit stark schwankender Bezugsleistung und geringer Benutzungsdauer interessant sein könnte, seinen Energiebezug zu vergleichsmäßigen. In vielen Betrieben werden daher heute sog. Energierechner eingesetzt, die durch ein geschicktes Lastmanagement versuchen, zufällige Lastspitzen (Viertelstundenwerte) zu vermeiden. Hierfür werden nicht unbedingt benötigte Verbraucher vorübergehend ausgeschaltet. Das Lastmanagement hat dort seine Grenzen, wo entweder bestimmte Produktionsprozesse keine zeitliche Entflechtung zulassen, bzw. wo dies zu Lasten der Produktivität gehen würde.

Sind die Möglichkeiten, die ein derartiger Energierechner bieten kann, bereits ausgeschöpft oder dessen Nachteile nicht akzeptabel, so bietet sich ggf. ein Energiespeicher

zur Lastvergleichmäßigung an. Die Einsatzdauer des Speichers müsste für diesen Anwendungsfall im Stundenbereich liegen, damit seine Nachladung im Wesentlichen zu Schwachlastzeiten erfolgen könnte. Bezüglich der Dynamik und der Zugriffszeit brauchen keine hohen Anforderungen gestellt zu werden, da hier nur der Viertelstundenmittelwert interessiert.

Auch für weiterverteilende Energieversorger könnte ein derartiger Speicher im Rahmen des Bilanzkreismanagements sinnvoll sein, wenn dadurch einerseits dessen Spitzenlast und andererseits die Fahrplanabweichungen reduziert werden können. Kundeneigene Speicher lassen sich über ein geeignetes Managementsystem in ein sog. „virtuelles Kraftwerk“ einbinden und könnten so zu einer Gesamtoptimierung beitragen. Geeignete Vergütungsmodelle hierfür müssen allerdings noch gefunden werden.

Bei diesen Einsatzfällen hängt die Wirtschaftlichkeit eines Energiespeichers stark davon ab, wie sich der Strompreis im Detail in einem liberalisierten Markt entwickeln wird, wobei ein hoher Leistungspreis die Wirtschaftlichkeit begünstigen würde.

Inselnetze

In abgelegenen Gebieten oder auf Inseln ist der Anschluss an ein Verbundnetz in vielen Fällen wirtschaftlich nicht zu vertreten oder technisch nicht möglich.

Mit den hier für eine Energieversorgung in Frage kommenden Möglichkeiten (Dieselaggregate, Windkraftwerke, Solaranlagen ...) kann eine Anpassung der Erzeugung an den Bedarf nicht oder nur mit Einschränkungen gewährleistet werden. Außerdem bedeutet das häufige Anfahren von Dieselaggregaten bzw. die ständigen Leistungsänderungen einen deutlichen Brennstoffmehrverbrauch und einen höheren Verschleiß gegenüber einem Dauerbetrieb.

In solchen Fällen bieten sich Speicher an, die einen Betrieb der Dieselaggregate mit überwiegend konstanter Leistung ermöglichen, bzw. bei regenerativer Stromerzeugung das stark schwankende Energiedargebot von Wind und Sonne an den ebenfalls, jedoch in einem anderen Rhythmus schwankenden Bedarf der Verbraucher anpassen. Diese Speicher übernehmen dort auch die Frequenzregelung.

Micro-Grids

Im Zusammenhang mit dezentraler Erzeugung wird insbesondere die Möglichkeit von sog. Mikro-Netzen (micro-grids) diskutiert (Abbildung 9). Diese Mikro-Netze sind in der Regel kleine Niederspannungsnetze mit mehreren Kunden und mit eigener Stromerzeugung. Ziel ist neben dem Erreichen einer weitgehenden Autarkie bei der

Stromerzeugung u.a. eine Kostensenkung durch Reduzierung des Energiebezugs aus dem öffentlichen Netz. Eine Verbindung zu einem überlagerten Netz sorgt dafür, dass auch bei Ausfall oder Nichtverfügbarkeit eines Teils der dezentralen Erzeugung die Versorgung des Mikro-Netzes sichergestellt ist. Im Normalfall decken die dezentralen Erzeugungseinheiten ganz oder teilweise den jeweiligen Bedarf. Im Fall einer Störung im überlagerten Netz sollen sich die Mikro-Netze vom Restnetz abkoppeln und zumindest vorübergehend die Versorgung innerhalb eines Mikro-Netzes durch die vorhandenen dezentralen Erzeuger sicherstellen. Dadurch soll die Versorgungszuverlässigkeit weiter verbessert werden. Neben einer ausreichenden Erzeugungskapazität erfordert dies jedoch eine entsprechende hochdynamische Anpassung der Erzeugung an die jeweilige Last und neue dezentrale Regelkonzepte, unter Einbeziehung der Möglichkeiten moderner Informations- und Kommunikationstechnik. Hierbei ist auch die Bereitstellung der erforderlichen Netzdienstleistungen insbesondere im Inselnetzbetrieb, wie z. B. Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Spannungsqualität, Blindleistung und Kurzschlussleistung zu beachten. Diese Forderungen implizieren quasi den Einsatz von schnellen Energiespeichern, da die dezentralen Erzeuger die erforderliche Regeldynamik üblicherweise nicht erbringen können bzw. vom fluktuierenden Dargebot der erneuerbaren Energien abhängig sind. Die Ankopplung der in Frage kommenden Speicher an das Netz erfolgt üblicherweise über moderne statische Umrichter, die auch die Bereitstellung der Netzdienstleistungen übernehmen können.

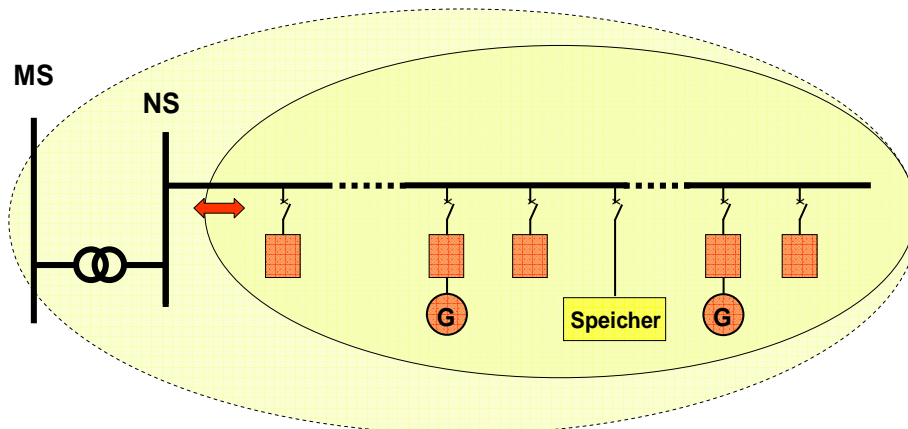


Abbildung 9: Mikro-Netz (geschlossenes Versorgungsgebiet mit Erzeugung und Last)

Engpassmanagement

Eine Leistungserhöhung bei einem Kunden bzw. in einem Versorgungsgebiet oder auch der Netzanschluss von Stromerzeugern (insbesondere bei nicht bedarfsorientierter Einspeisung wie z. B. bei Photovoltaik oder Windkraftanlagen) kann u. U.

hohe Kosten für eine Netzverstärkung auslösen, z. B. wenn ein zusätzliches Kabel nötig wird. Der zur Verfügung stehende Übertragungsquerschnitt begrenzt aufgrund blischer Lastcharakteristiken in der Regel nur die Leistung, nicht aber die übertragbare Energie (Abbildung 10).

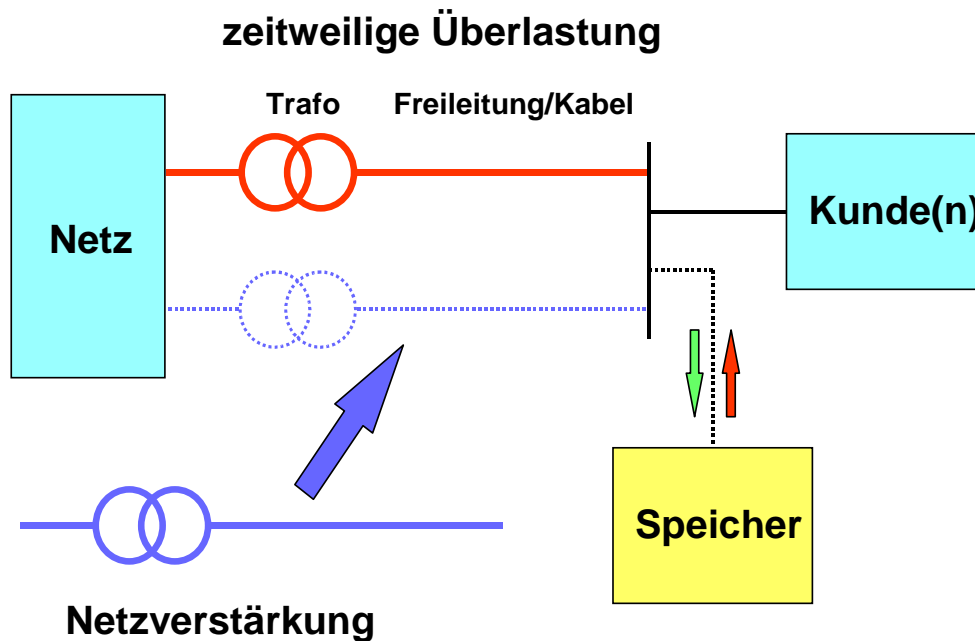


Abbildung 10: Netzengpass – Speicher anstelle einer Netzverstärkung

Zu Schwachlastzeiten könnte also Energie über den Engpass zu einem kundennahen Speicher übertragen und von dort zu Starklastzeiten abgegeben werden (Einsatzdauer des Speichers im Stundenbereich). Investitionen für eine Netzverstärkung könnten dadurch entfallen oder ggf. auf einen späteren Zeitpunkt verschoben werden. Dies ist aber nur dann interessant, wenn der Lastanstieg gering ist und damit eine Investitionsverschiebung um mehrere Jahre möglich wird. Auch bei schwankender Konjunktur und dem damit verbundenen ungewissen Leistungsbedarf von Kunden könnte eine derartige Speicheranlage interessant sein. Für all diese Anwendungsfälle empfiehlt sich eine mobile Anlage.

Beitrag dezentraler Speicher zu den Systemdienstleistungen

Mit zunehmender Verbreitung dezentraler Versorgungskonzepte und Stromerzeugung auf Basis fluktuierender erneuerbarer Energien wird erwartet, dass sich auch die kleinen Stromerzeuger an der Bereitstellung von Netzdienstleistungen beteiligen. Hierzu zählen sowohl die Anpassung der Erzeugung an den jeweiligen Bedarf, als auch die Bereitstellung von Spitzenlast und Regelleistung. Heute können sich Kleinanlagen aufgrund ihrer Größe noch nicht direkt am Strommarkt beteiligen.

Es wird daher angestrebt, eine Vielzahl dezentraler Erzeuger und Speicher zu Clustern zusammenzufassen und als „Virtuelle Kraftwerke“ zu betreiben. Anders als bei Mikro-Netzen ist der Einzugsbereich eines derartigen virtuellen Kraftwerks nicht lokal begrenzt und könnte in unterschiedlichen Netzen und Spannungsebenen über ganz Deutschland oder sogar über die Grenzen hinaus verteilt sein (kein geschlossenes Versorgungsgebiet, siehe Abbildung 11). Es ist davon auszugehen, dass z. B. Contracting-Gesellschaften ihre Stromerzeugung zu einem virtuellen Kraftwerk zusammenfassen. Die so gebündelte Erzeugung könnte auf den unterschiedlichen Märkten in Abhängigkeit von den jeweils vorhandenen Möglichkeiten angeboten werden. Neben dem Erzeugungsmanagement kann auch ein Lastmanagement einbezogen werden.

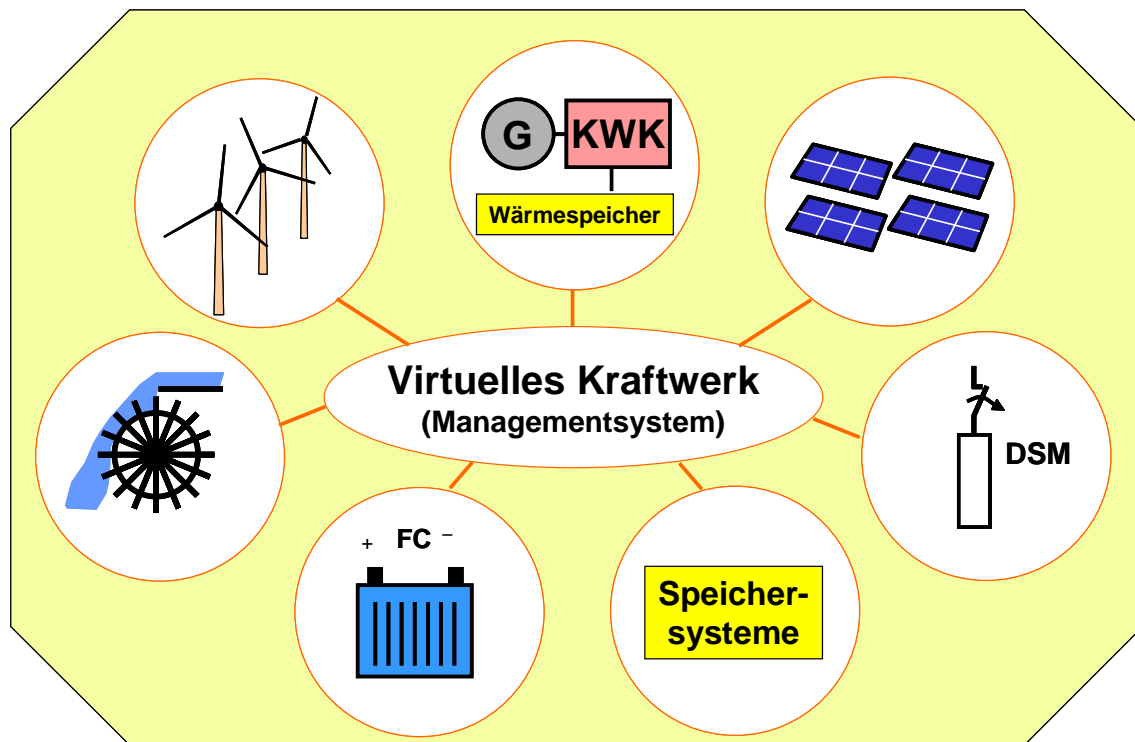


Abbildung 11: Virtuelles Großkraftwerk – Optimierung durch Clusterung

Um die Verfügbarkeit zu verbessern, die Palette der Dienstleistungen zu erweitern und damit die Attraktivität eines virtuellen Kraftwerks zu erhöhen, ist es sinnvoll auch Speicher und steuerbare Lasten in das Konzept eines virtuellen Kraftwerks mit einzubeziehen. Speichersysteme haben gegenüber KWK-Anlagen in der Regel bessere dynamische Eigenschaften und können damit diese entsprechend unterstützen und eine optimierte und anlagenschonende Betriebsweise ermöglichen. Speicher könn-

ten dabei auch im Rahmen von Netzwiederaufbaukonzepten nach Störungen sinnvoll eingesetzt werden.

Multifunktionale Speichersysteme

In vielen Fällen wird es möglich sein, eine Speicheranlage nicht nur für einen, sondern für mehrere der genannten Anwendungsfälle einzusetzen (Abbildung 12). So könnte z. B. eine Parallel-USV-Anlage, die nur äußerst selten bei Netzstörungen benötigt wird, für die restliche Zeit zur Reduzierung von Netzurückwirkungen eingesetzt werden. Daneben könnte sich eine derartige Anlage im Rahmen ihrer Möglichkeiten und 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 Speichermanagementsystem, damit z. B. die prioritäre 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 Systems hängt hier besonders stark von den unterschiedlichen Einsatzszenarien ab.

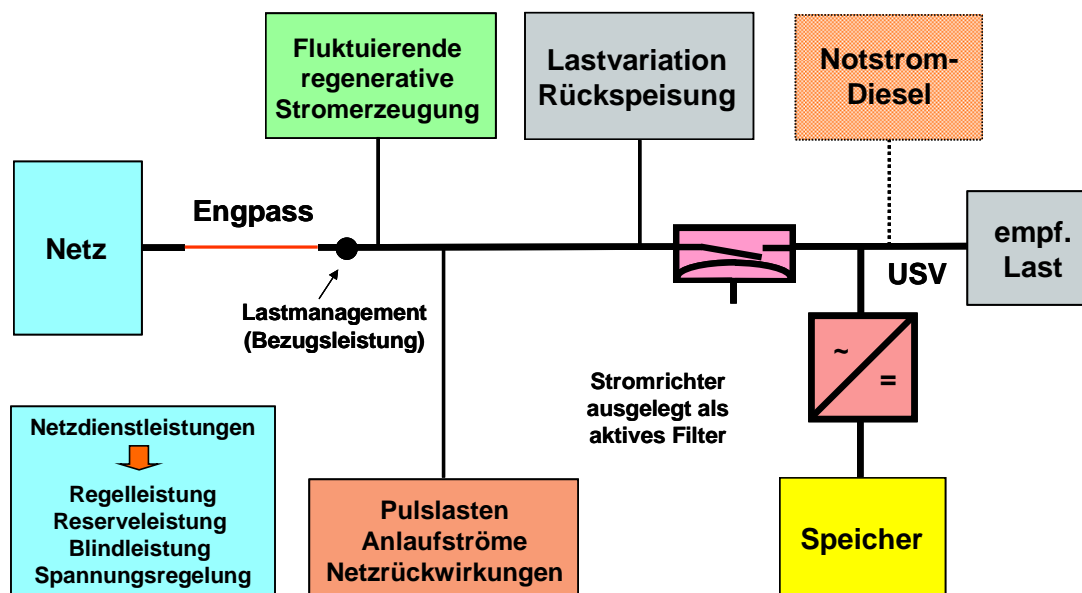


Abbildung 12: Multifunktionaler Einsatz von Speichersystemen

5 Speichertechnologien: Beschreibung, Stand der Technik und Entwicklungspotenzial

5.1 Übersicht

Für die Energiespeicherung kommen verschiedene Energieformen und Speicherverfahren in Betracht:

- Potentielle Energie mit Wasser-Speichern,
- Potentielle Energie mit Druckluft-Speichern,
- Kinetische Energie mit Schwungrädern,
- Wärmeenergie mit thermischen Speichern,
- Elektrostatische Energie mit Kondensatoren,
- Elektrodynamische Energie mit supraleitenden Spulen,
- Elektrochemische Energie mit Batterien oder Wasserstoff (-Verbindungen),
- Chemische Energie mit Wasserstoff (-Verbindungen)

Einige der Speicher, etwa Pump- oder Batteriespeicher, sind reversibel, so dass dem Speicher elektrische Energie zugeführt und später bei Bedarf abzüglich der Verluste wieder entnommen werden kann. Dagegen wird bei manchen Verfahren die Speicherenergie für nicht elektrischen Bedarf genutzt, z. B. die elektrische Raumheizung oder der Betrieb von Kühlhäusern.

Wegen des steigenden regenerativen Anteils an der Energieversorgung, insbesondere durch zunehmende Nutzung von Windenergie, werden künftig auch chemische Speicher an Bedeutung gewinnen, die eine Speicherung großer Energiemengen für längere Zeiträume ermöglichen. Im Vordergrund des Interesses steht dabei die elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff, der, ähnlich wie bei saisonalen Erdgasspeichern, in sehr großen Mengen in unterirdischen Salzkavernen dauerhaft gespeichert werden kann. Neben einer Rückverstromung in speziellen Gasturbinen-Kraftwerken oder Brennstoffzellen ist Wasserstoff für viele andere Zwecke einsetzbar; natürlich könnten solche Verfahren nur über längere Zeiträume verwirklicht werden.

Daneben sind auch andere Speicherprodukte denkbar, die mit hohem elektrischem Energieeinsatz in bereits vorhandenen Anlagen erzeugt werden. Ein Beispiel ist Aluminium, das durch Elektrolyse in großen Produktionsanlagen mit einem Energiebedarf von etwa 18 MWh/t gewonnen wird (z. Vergleich bei Kupfer: 0,25 MWh/t). Ein großer Teil des in Barren gegossenen Rohaluminiums wird später in Gießereien weiterverarbeitet, wo für die Aufschmelzung nur etwa 5% des ursprünglichen Energie-

einsatzes benötigt wird; metallisches Aluminium ist also ein besonders effektives und außerdem gut lagerbares Speichermedium. In Deutschland werden etwa 0,7 Mio t/a Aluminium produziert, was einem Energieinhalt von 12,6 TWh/a entspricht. Die in Deutschland gegenwärtig erzeugte fluktuierende Windenergie beträgt etwa 30 TWh/a, sodass man von einer vergleichbaren Größenordnung sprechen kann. Die Weltproduktion von Aluminium beträgt mehr als 37 Mio t/a entsprechend einem Energiebedarf von 660 TWh/a. Die größten Erzeugerländer sind China, Russland, Kanada und die USA.

Das Prinzip lässt sich auch auf andere energieintensive Industrieprodukte übertragen, die hinreichend gleichförmig sind und bei der Lagerung weder Wertverluste erleiden noch zu hohe Kosten verursachen. Grundsätzlich handelt es sich hierbei aber nicht um reversible Speicher, die in Fällen eines Unterangebots auch Strom in das Netz abgeben können. Allerdings lassen sich viele Prozesse auch kurzfristig unterbrechen, so dass ein derartiges Lastmanagement gleichzusetzen ist mit der Wirkung eines Speichers der Energie ins Netz einspeist.

Ein nennenswerter Speichereffekt ließe sich auch durch eine einfache Erweiterung der Steuerung bei Nachtspeicherheizungen oder Brauchwasserspeichern erzielen. Hier werden die engen Zusammenhänge zwischen Lastmanagement und Energiespeicherung besonders deutlich.

Weiteres Potenzial stellen Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung dar. Dazu sind diese – durch die Erweiterung um thermische Speicher - von einer wärmegeführten Regelung auf eine stromgeführte Regelung umzustellen. Entsprechende Anreize lassen sich setzen, indem man die Vergütung der gelieferten Energie nicht nur von der Zeit, sondern auch vom aktuellen Strompreis abhängig macht und den thermischen Speicher gegebenenfalls untertags nachlädt, bzw. nachts seine Ladung unterbricht.

5.2 Pumpspeicherkraftwerke

5.2.1 Technologiebeschreibung

Prinzip

Pumpspeicherkraftwerke können elektrische Arbeit in Form von potenzieller Energie speichern und zu einem gewünschten Zeitpunkt wieder in elektrische Energie umwandeln. Die Energiespeicherung geschieht, indem Wasser von einem Unterbecken zu einem Oberbecken gepumpt und dort bevorratet wird. Die Rückgewinnung der gespeicherten Energie erfolgt über den umgekehrten Weg. Die Umwandlung von

elektrischer in Rotationsenergie und umgekehrt erfolgt mit Hilfe von Motor-Generatoren.

Für die Umwandlung von Strömungsenergie in Rotationsenergie und umgekehrt wurden früher separate Turbinen und Pumpen verwendet, während in moderneren Anlagen Pumpturbinen verwendet werden. Die elektrische Leistung wird bei Pumpspeicherkraftwerken überwiegend in Hochdruckanlagen erzeugt. Hochdruckkraftwerke sind durch Fallhöhen ab 50 m und durch einen geringeren Durchfluss als Laufwasserkraftwerke charakterisiert.

Wesentliche Anlagenbestandteile sind (in Strömungsrichtung betrachtet, Abbildung 13):

- Oberbecken
- Einlaufbauwerk mit Rechen und Fallschützen
- Druckrohrleitung mit Kugelschiebern
- Krafthaus mit Turbinen und Pumpen bzw. Pumpturbinen und Motor-Generatoren; teilweise in Kavernen untergebracht
- Auslaufbauwerk

Pumpspeicherkraftwerke können unterschieden werden in:

- Anlagen mit und ohne natürlichen Zufluss
- Hochdruck- und Niederdruckkraftwerke

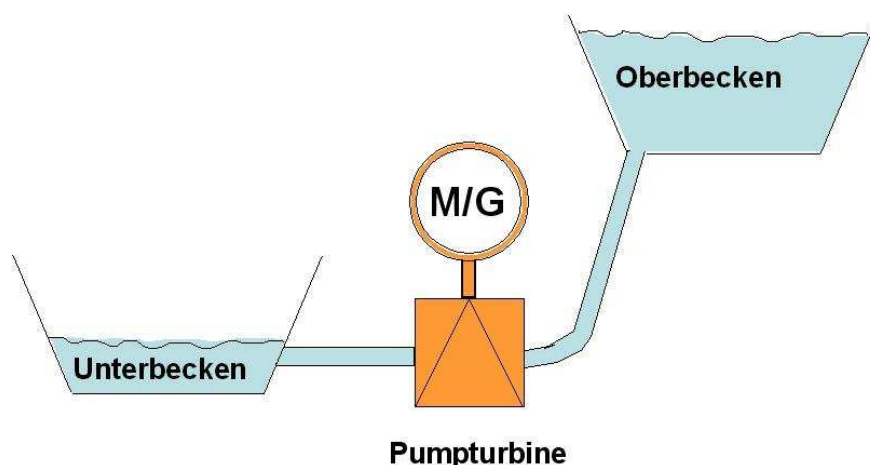


Abbildung 13: Prinzipieller Aufbau Pumpspeicherkraftwerk

Zielsetzung und Eigenschaften

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 durch den Einsatz von Pumpspeichern die Energieerzeugung in den thermischen Kraftwerken zu ver gleichsmäßigen. Im Rahmen des Ausbaus der Windkraft wird ein größerer Bedarf an Energiespeichern notwendig, die dann auch in Form von Pumpspeicherkraftwerken realisiert werden könnten.

Grundsätzlich ergeben sich folgende Vorteile bei einem Einsatz von Pumpspeicher kraftwerken im Netzbetrieb:

- Bereitstellung elektrischer Spitzenenergie,
- Überführung von Grundlast in Spitzenlast (Energieveredelung),
- Verwertung von Überschussenergie in der Grundlast (Windstoß führt zu Überangebot an elektrischer Leistung durch Windkraftanlagen und hat eine Netzfrequenzerhöhung zur Folge, Anlage im Pumpbetrieb),
- Primärregelung für die Sekundenreserve durch Leitschaufelverstellung, jedoch nur, wenn die Anlage im Pump- oder Turbinenbetrieb ist
- Sekundärregelung: schnelle Bereitstellung von gespeicherter Energie bei Großkraftwerksausfall (z. B. PSW Erzhausen: 220 MW in 120 sec.),
- Minutenreserve: Optimierung des Betriebes von Wärmekraftwerken durch Übernahme der Leistungsregelung durch Pumpspeicherkraftwerke,
- Phasenschieberbetrieb zur Verbesserung des Lastwinkels (Verringerung der Übertragungsverluste),
- Schwarzstartfähigkeit: Wiederaufbau des Netzes nach einem Netzzusammenbruch.

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 Frequenz- und Spannungsregulierung verlagert. Als Richtschnur sei angegeben, dass einem Leistungsmangel von 100 MW im UCTE-Netz eine Frequenz-Erniedrigung von etwa 0,01 Hz zuzuordnen ist.

Allgemeine Chancen der Technologie

Pumpspeicher-Kraftwerk haben schwer erfüllbare topographische Voraussetzungen 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.

Für den längerfristigen Ausgleich fluktuierender Windenergie reichen die bei uns möglichen Leistungen und Speicherkapazitäten in Mittelgebirgen bei weitem nicht aus. In Deutschland sind gegenwärtig Pumpspeicher mit etwa 7000 MW und Entladezeiten von einigen Stunden in Betrieb, die meist im täglichen Zyklus für Frequenzregelung und Stromhandel genutzt werden. Große Pumpspeicher befinden sich insbesondere in alpinen Regionen. Derzeit wird auch darüber nachgedacht, die dort vorhandenen großen Saisonspeicher mit einer Pumpfunktion nachzurüsten.

5.2.2 Charakteristische Daten

Technik

Typische Leistungen:	von wenigen MW bis ca. 1.000 MW
Gesamtwirkungsgrade:	75 % - 80 %

Einzelwirkungsgrade

Turbinen:	90 % - 93 %	Francisturbinen (Pumpturbinen)
	88% - 91 %	Peltonurbinen
Pumpen:	ca. 90 %	
Generator:	94 % - 98 %	Synchrongenerator
	92 % - 97 %	Asynchrongenerator
Transformator:	98 % - 99 %	

Anfahrzeiten (Beispiel Kraftwerk Goldisthal)

Stillstand bis Vollast Turbine:	75 s
Stillstand bis Vollast Pumpen:	185 s

Interessant ist bei Pumpspeicherkraftwerken auch die Möglichkeit des reinen Phasenschieberbetriebs, d.h. auch ohne Pump- oder Turbinenbetrieb kann die elektrische Maschine zur Blindleistungsregelung eingesetzt werden. Hierzu wird die Pumpe und Turbine trocken geblasen.

Wirtschaftlichkeit

Der direkte wirtschaftliche Nutzen von Pumpspeicherkraftwerken besteht vor allem darin, dass im Normalfall der Preis zur Einspeisung der erzeugten Spitzenenergie weitaus höher liegt als der Preis, zu dem sie den (Pump-)Strom zu Zeiten niedriger Netzbelastung von den Grundlastkraftwerken beziehen.

Der indirekte Nutzen, der heute mehr im Vordergrund steht, entsteht bei den kooperierenden fossilen und Kernkraftwerken (Vorhaltung Primär-, Sekundär- und Minutenreserve) und außerdem im Netz infolge der so genannten dynamischen Arbeitsweisen des Pumpspeicherkraftwerks (Frequenzhaltung, Phasenausgleich etc.).

Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland

In Abbildung 14 sind die Standorte und installierte Leistungen der Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland dargestellt. Tabelle 2 zeigt die wesentlichen Daten dieser Anlagen.

Tabelle 2: Daten von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland

Pumpspeicherkraftwerk	Typ	<i>P Turbine</i> [MW]	<i>P Pumpe</i> [MW]	<i>Wirkungs-</i> <i>grad</i> [%]	<i>Fallhöhe</i> [m]	<i>VOLUMEN OB</i> [Mio. m ³]
Bleiloch	Pm	80,0	32,0	k. A.	49,4	215,000
Dhronkraftwerk	Pm	8,1	0,0	k. A.	97,0	0,170
Einsiedel	Po	1,3	1,1	k. A.	127,0	0,020
Erzhausen	Po	220,0	230,0	74	293,0	1,566
Geesthacht	Po	105,0	96,0	68	83,0	3,300
Glens	Po	90,0	68,0	72,5	292,0	0,900
Goldisthal	Pm	1060	1140,0	k. A.	302,0	12,000
Happurg	Po	160,0	126,0	72	211,9	1,800
Häusern	Pm	144,0	104,0	k. A.	205,0	108,000
Hohenwarte I	Pm	62,8	34,0	k. A.	56,5	182,000
Hohenwarte II	Po	320,0	310,0	68	303,8	3,300
Höllbach 3	Pm	1,5	0,8	k. A.	89,0	1,700
Koepchenwerk Herdecke	Po	150,0	150,0	64,9	165,0	1,530
Langenprozelten	Po	168,4	154,0	k. A.	310,4	1,565
Leitzachwerk 1	Pm	51,0	40,0	k. A.	128,0	2,100
Leitzachwerk 2	Pm	49,2	38,0	66	127,0	2,100
Markersbach	Po	1150,0	1150,0	73	288,3	6,460
Maxhofen-Oberberg	Pm	10,4	10,8	65	220,0	0,252
Niederwartha	Po	120,0	117,6	k. A.	142,5	1,980
Rabenleite (Reisach)	Po	100,0	84,0	75	188,0	1,500
Rabenleite (Tanzmühle)	Po	35,0	24,5	69	122,0	1,500
Rönkhausen	Po	140,0	140,0	75,1	266,0	1,000
Säckingen	Pm	353,0	301,0	76,8	413,0	2,000
Schwarzenbachwerk	Pm	45,0	18,0	55,5	368,0	14,290
Sorpetalsperre	Pm	9,9	6,3	k. A.	56,0	67,000
Waldeck 1	Po	140,0	96,0	64	296,0	0,760
Waldeck 2	Po	440,0	476,0	k. A.	329,0	4,400
Waldshut	Pm	176,0	80,0	65	160,0	1,350
Warmatsgund	Pm	4,6	2,2	k. A.	364,0	0,025
Wehr	Po	992,0	1000,0	76	626,0	4,400
Wendefurth	Po	80,0	72,0	71	125,6	1,800
Witznau	Pm	220,0	128,0	61	250,0	1,300

Pm: Pumpspeicherkraftwerk mit natürlichem Zufluss
 Po: Pumpspeicherkraftwerk ohne natürlichen Zufluss

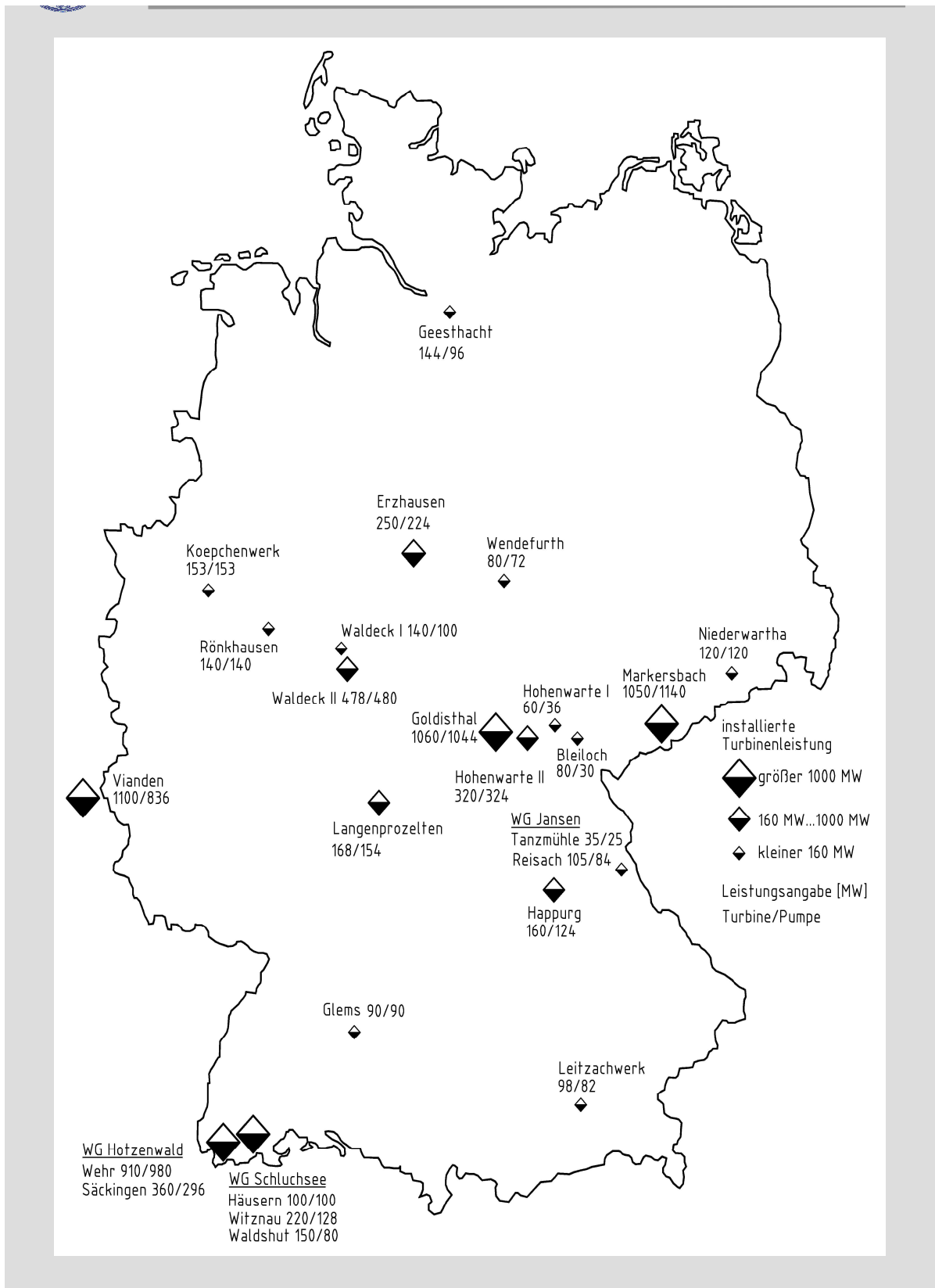


Abbildung 14: Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland - Installierte Leistungen ⁵

⁵ Quelle: Universität Rostock

5.2.3 Entwicklungsstand und Perspektive

Bei den Pumpspeicherkraftwerken handelt es sich um eine sehr ausgereifte Technologie mit hohen Wirkungsgraden, hoher Verfügbarkeit und langer Lebensdauer, die nur noch begrenztes Potenzial zur technischen Weiterentwicklung hat.

Die Entwicklung der Pumpspeicherkraftwerke geht zu größeren Fallhöhen und zu größeren Kraftwerksleistungen hin. Dennoch werden aufgrund der geringen Stückzahlen und des hohen Baukostenanteils die Investitionskosten auch weiterhin sehr hoch sein. Herkömmliche PSW sind im Pumpbetrieb nicht regelbar. Neuere Entwicklungen sehen stromrichter gespeiste Maschinen vor, so dass auch im Pumpbetrieb eine Regelung möglich ist. Im PSW Goldisthal sind zu diesem Zweck zwei der vier Maschinen mit Vollstromrichtern ausgestattet (Turbinenleistung 4x265 MW, Pumpleistung 4x257 MW). In Deutschland ist kein nennenswerter Zuwachs an Pumpspeicherkraftwerken zu erwarten.

5.3 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:

- Bereitstellung von Spitzenlaststrom
- Veredelung von Grundlaststrom
- Veredelung von „Grundlaststrom“ aus erneuerbaren Energien
- Bereitstellung von Reservekapazität
- Bereitstellung von positiver und negativer Regelennergie (Minuten-, Stundenreserve)
- Stromhandel
- Dezentrale Anwendung als Puffer zwischen Windpark und Netz (Maximierung der Verkaufserlöse, Minimierung der Netzanschlusskosten)
- Netz-Systemdienstleistungen (Schwarzstartfähigkeit, Bereitstellung von Blindleistung)

5.3.1 Funktionsweise

Druckluftspeicherkraftwerke nutzen die Kompressibilität von Luft, um Elektrizität in Form von potenzieller Energie zu speichern.

Dabei wird der einzuspeichernde Strom durch den Antrieb von Kompressoren dazu genutzt, ein Luftreservoir in einem ausreichend großem Speichervolumen, wie es zum Beispiel durch die Erstellung von Salzkavernen zur Verfügung gestellt werden kann, auf ein erhöhtes Druckniveau zu bringen. Die Ausspeicherung der komprimierten Luft durch die Entspannung in Turbinen ermöglicht die Stromerzeugung zu Starklastzeiten (Abbildung 15).

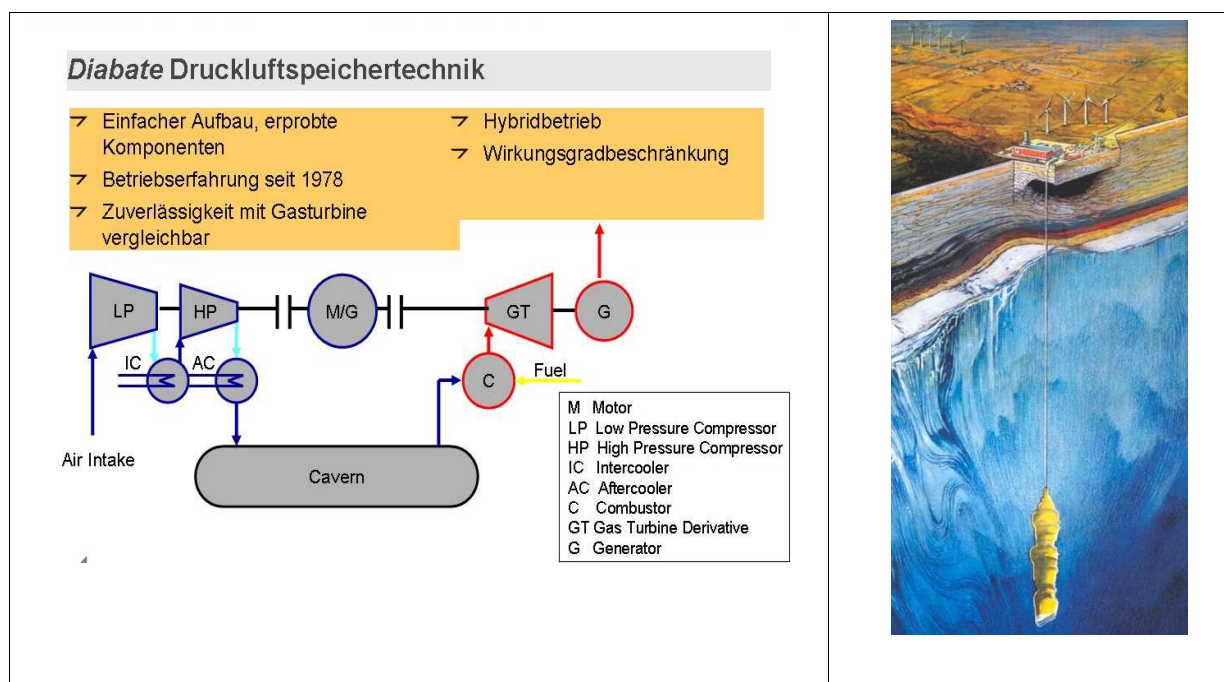


Abbildung 15: Prinzipskizze eines diabaten Druckluftspeicherkraftwerks (Huntorf, links); Kraftwerk und Kaverne (rechts) ⁶

Das für den technischen Prozess benötigte Wärmemanagement (nämlich die Abfuhr der unerwünschten Kompressionswärme und die bei der Luftexpansion benötigte Wärmezufuhr) wird bei konventionellen (auch: „**diabaten**“, d.h. unter Wärmezufuhr und abfuhr arbeitenden) CAES-Kraftwerken durch den Hybridbetrieb mit Gas bewerkstelligt, d.h. die während der Beladung entstehende Kompressionswärme wird über Luftkühler in die Umgebung abgeführt und für die Expansion wird eine Gasfeuerung ein-

⁶ Quelle: linke Abb.: DLR, rechte Abb.:KBB UT

gesetzt. Die erreichbaren Speicherwirkungsgrade sind bei diesem Typ deshalb prozessbedingt beschränkt.

Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke (ACAES) dagegen nutzen für das Wärme-management einen zusätzlichen Wärmespeicher [5]. Damit kann hier die Kompressionsabwärme wieder in den Entladeprozess eingekoppelt werden (Abbildung 16). Dadurch entfällt die sonst benötigte Zufuhr von Fremdwärme („adiabat“) und es entsteht ein reiner Speicherprozess mit lokal emissionsfreiem Betrieb. Auch entfallen so prozessbedingte Wirkungsgradbeschränkungen, d.h. es sind hohe Gesamtwirkungsgrade möglich. Die Speicherung der Kompressionswärme muss allerdings auf hohem Temperaturniveau erfolgen und verlangt daher eine näherungsweise adiabate Prozessführung bei der Kompression und damit Kompressoren, die unter Verzicht auf Zwischenkühler Druckluft bei hohen Temperaturen erzeugen.

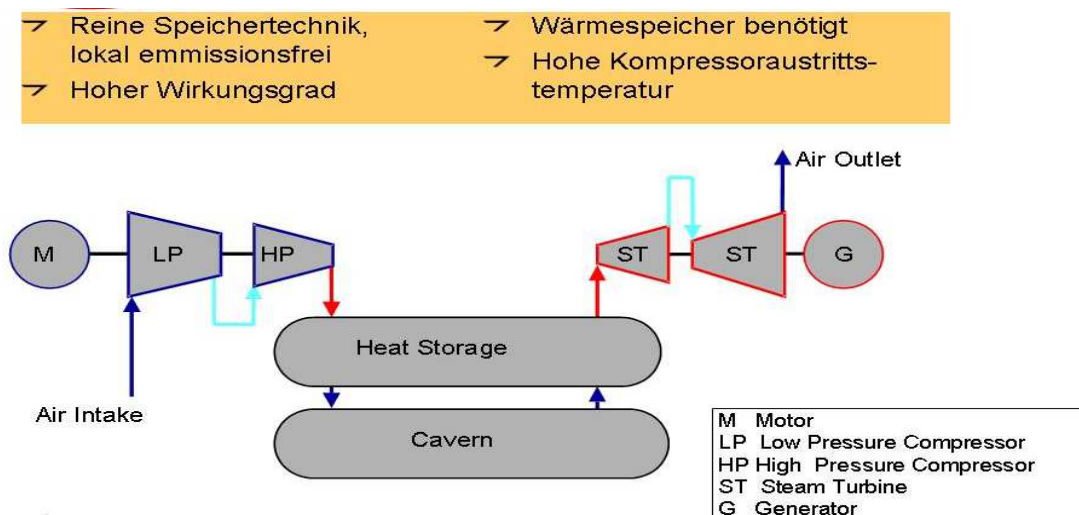


Abbildung 16: Prinzipskizze eines adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks ⁷

5.3.2 Auslegung und Betrieb

Wesentliche Auslegungsparameter von CAES-Kraftwerken sind die Einspeicher-Leistung, die über die Größe bzw. Zahl der Motor-Kompressor-Einheiten bestimmt wird, sowie die Ausspeicher-Leistung, die über die Größe bzw. Zahl der Turbinen-Generator-Einheiten bestimmt wird. Die Nennleistung einer Einheit bewegt sich etwa zwischen 100 und 400 MW. Die Speicherkapazität bestimmt sich über die Größe, das Druckniveau und die Zahl der untertägigen Kavertenspeicher.

⁷ Quelle: DLR

Speicherkavernen lassen sich in unterirdischen Salzstöcken ohne Bergbau durch Aussolung erzeugen; geeignete geologische Formationen sind insbesondere in Norddeutschland und unter der Nordsee vorhanden. Derartige Speicherkavernen werden seit vielen Jahren in großem Umfang u.a. in der Erdgasversorgung zum Ausgleich von saisonalen Schwankungen sowie zum Abdecken von Verbrauchsspitzen genutzt. Das geometrische Volumen solcher Gaskavernen beträgt üblicherweise bis zu 750.000 m³ bei einer typischen Höhe von 350 m und einem Durchmesser von 70 m. Für eine Druckluftkaverne werden wegen erhöhter Belastungen durch häufige Druckwechsel vorerst maximale Volumen von 500.000 m³ angenommen.

Der beim adiabaten Kraftwerkstyp zusätzlich benötigte Wärmespeicher bemisst sich aus der für die Expansion benötigten Wärmemenge. Je nach Prozessführung und benötigter Entladedauer ergeben sich dabei Speichervolumina von etwa 10.000 m³. Die dabei benötigten Temperaturen im Wärmespeicher betragen etwa 420-620 °C. Hierfür kommen im Prinzip Flüssig- oder Feststoffspeicher in Frage.

Ein für die Erlössituation des Speicherkraftwerks bedeutsamer Parameter ist auch seine Anfahrdauer. Die für die Teilnahme am Regelenergiemarkt (Minutenreserve, Tertiärregelung) benötigte Schnellstartfähigkeit von 15 Minuten kann von beiden Anlagentypen erreicht werden.

5.3.3 Beispielanlagen

Bisher wurden weltweit zwei (diabate) CAES-Anlagen gebaut, die seit vielen Jahren erfolgreich betrieben werden:

Die 321-MW-Anlage der E.ON in **Huntorf** [6], ist für 8 h Kompressions- und 2 h Turbinen-Betrieb ausgelegt ist. Die Anlage wurde als schnellstartendes Spitzenlastkraftwerk konzipiert. Effizienzsteigernde Maßnahmen wie z. B. eine Nutzung der Gasturbinen-Abwärme sind daher nicht umgesetzt. Die Luft wird in 2 Kavernen zu je 150.000 m³ bei Drücken zwischen 50 und 70 bar gespeichert (Abbildung 17). Die Speicherung in nur einer Kaverne mit doppeltem Volumen wurde aus Redundanz-Gründen verworfen.

Die 110-MW-Anlage der AEC in **McIntosh**, Alabama, ist für 16 h Turbinenbetrieb ausgelegt; im Gegensatz zu der Anlage in Huntorf wird die Gasturbinen-Abwärme zur Vorwärmung der komprimierten Luft genutzt (Abbildung 18). Die Druckluft wird hier in nur einer Kaverne mit einem Volumen von 540.000 m³ gespeichert.

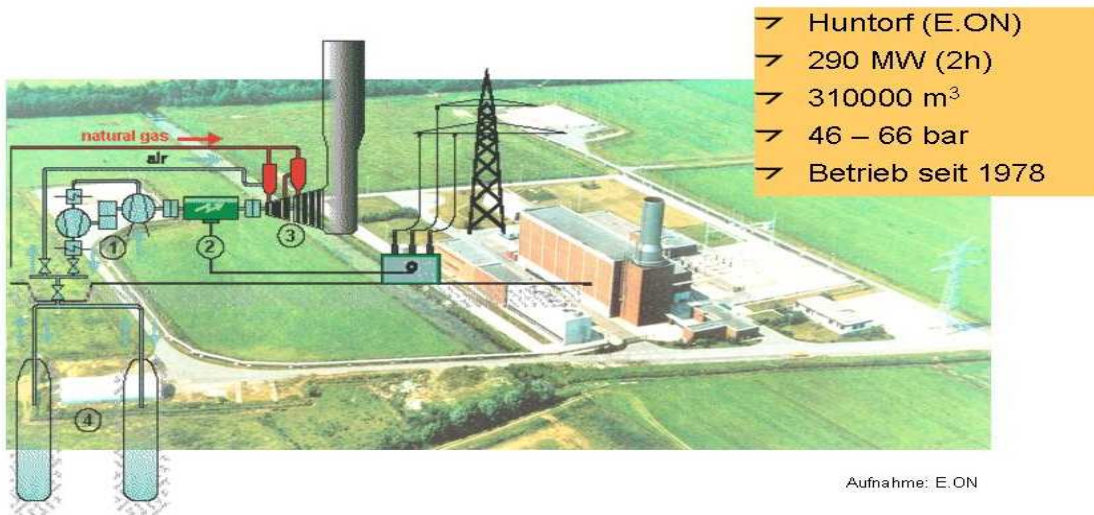


Abbildung 17: Druckluftspeicher-GT-Kraftwerk Huntorf (Niedersachsen), Betreiber: E.ON Kraftwerke GmbH.

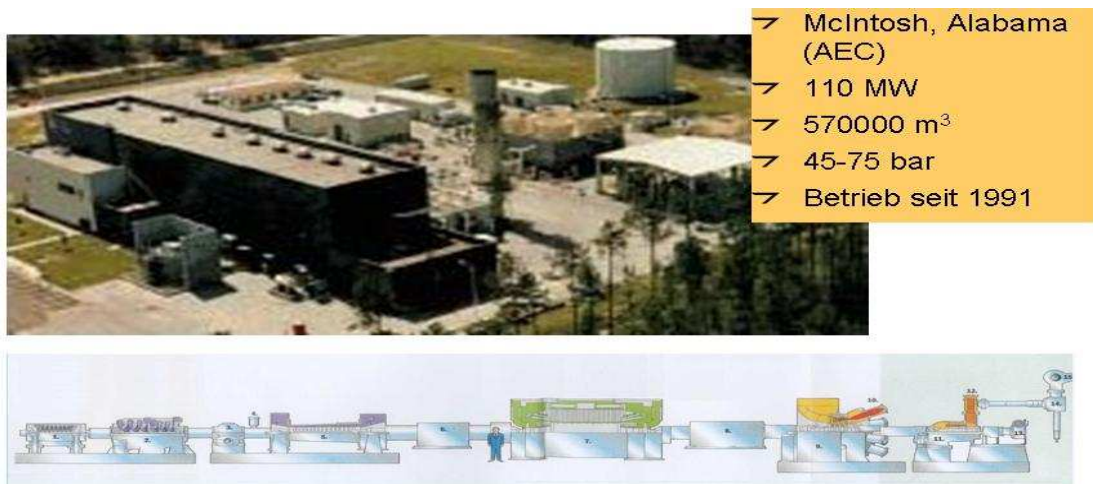


Abbildung 18: Druckluftspeicher-GT-Kraftwerk McIntosh (Alabama), Betreiber: Alabama Electric Cooperative (AEC).

Implementierungen der adiabaten Technik wurden in Konzeptstudien in einem EU-Projekt untersucht, wobei Lösungen für die Komponententechnologien und marktnahe Anlagenkonfigurationen erarbeitet wurden [5].

Tabelle 3 fasst die wesentlichen Eckdaten ausgeführter Anlagen und beispielhafter Konzeptstudien zusammen. Die Angaben zu Brennstoffrate (pro Energieeinheit erzeugtem Strom aufgewandte Brennstoffmenge) und Ladestromrate (pro Energieein-

heit erzeugtem Strom eingespeicherte Strommenge) beschreiben jeweils die Effizienz der Prozesse.⁸

Tabelle 3: Eckdaten für diabate und adiabate Druckluftspeicherkraftwerke

Konfiguration	Huntorf, Deutschland 1978	McIntosh, USA 1991	Einstufig 300 MW (Konzept- studie ¹)	Zweistufig 10 MW (Inselnetz) (Konzept- studie ¹)
Anlagentyp	diabat	diabat	adiabat	adiabat
Erzeugungsleistung [MW]	290	110	300	10
Turbinenvolllaststunden [h]	2	26	4-8	12
maximaler Luftdruck [bar]	70	75	100	15 / 150
Luftdurchsatz (Entladen) [kg/s]	417	154	550	20
Brennstoffrate [$\text{kWh}_{\text{term}}/\text{kWh}_{\text{el}}$]	1,6	1,18	0	0
Ladestromrate [$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{kWh}_{\text{el}}$]	0,83	0,77	~1,42	~1,44
Startdauer (Schnell/Normal) [Min]	6 bzw. 11		15	

5.3.4 Potential und Herausforderungen

CAES Kraftwerke sind nach ihren technischen Eigenschaften (erreichbarer Wirkungsgrad, Kosten) eine mögliche Alternative zu Pumpspeicherkraftwerken, für die allerdings in den Regionen zukünftigen Bedarfs wegen topografischer Beschränkungen keine Ausbaumöglichkeiten bestehen.

Das Nutzungspotenzial 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 (Abbildung 19). Die nachfolgende Graphik zeigt Salzstrukturen und Gaskavernenstandorte in Europa. Dazu ist einschränkend anzumerken, dass die Nutzbarkeit des Standorts für den Einzelfall in geologischen Unter-

⁸ Ein direkter Vergleich der beiden Anlagentypen über „Wirkungsgrade“ ist wegen des Fehlens konsistenter Wirkungsgraddefinitionen nicht ohne weiteres möglich.

suchungen zu prüfen ist. Ebenso kann die konkurrierende Nutzung für die Erdgas-speicherung die Verfügbarkeiten mindern.

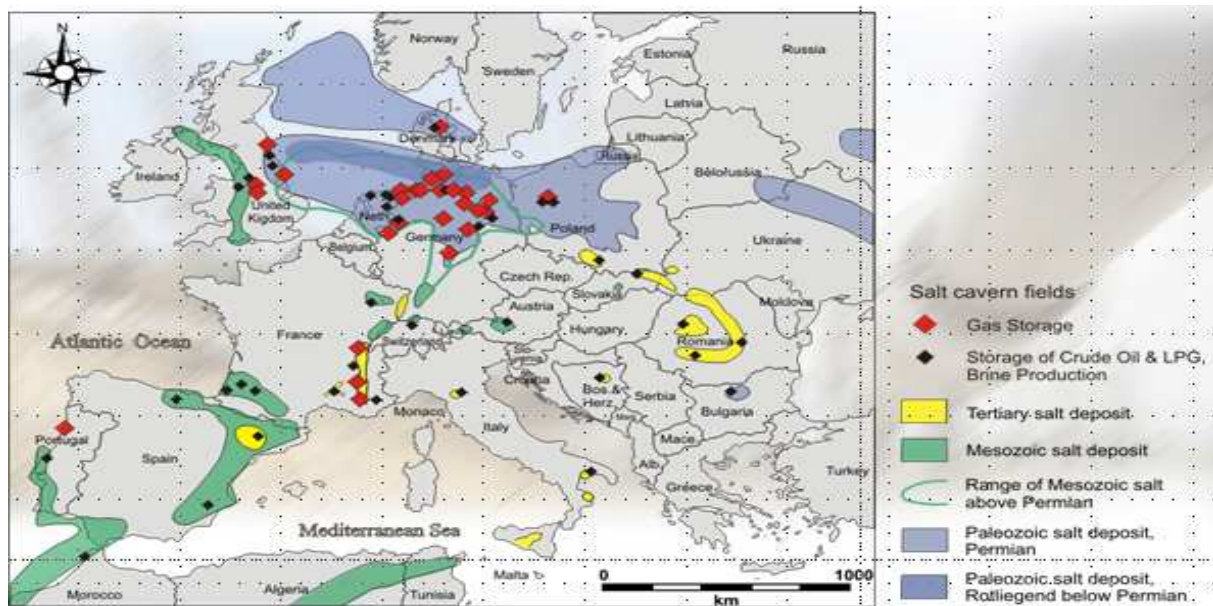


Abbildung 19: Verfügbarkeit von Salzformationen und Standorte von Salzkavernen in Europa [7]

Die diabate Speichertechnik ist ein marktverfügbares Produkt. Weiterentwicklungen zielen hier auf Wirkungsgraderhöhungen durch den Einsatz von Abgasrekuperatoren zur Vorwärmung der Entspannungsluft und durch Optimierung des Turbinenstrangs mit höheren Temperaturen und Drücken und weiter verbesserter Ausnutzung der Abgaswärme.

Die diabate 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.

Die Ausrichtung des Beladungsprozesses an der adiabaten Kompression geht mit einer erhöhten Temperatur in den Hochdruckstufen des Kompressorstrangs einher. Zusammen mit der Forderung nach kurzen Anfahrzeiten und hohen Wirkungsgraden werden Lösungen nötig, die vom konventionellen Kompressorbau nicht abgedeckt werden. Ein mehrgewölbiger Maschinensatz bestehend aus Axialmaschinen und einwelligen Radialmaschinen kann solche Spezifikationen erfüllen.

Der thermische Speicher ist zentrales Element der Anordnung und seine Leistungsfähigkeit ist entscheidend für den Wirkungsgrad des Gesamtprozesses. Sowohl

Feststoffspeicher als auch Flüssigspeicher auf der Basis sensibler Speichermedien können die Prozessanforderungen effizient erfüllen. Der Feststoffspeicher hat dabei Leistungsvorteile, verlangt allerdings einen druckbeaufschlagten Behälter mit entsprechendem Mehraufwand.

Schwierige Anforderungen für die von Dampfturbinen abgeleiteten Druckluftturbinen sind hohe Wirkungsgrade über den gesamten Betriebsbereich sowie Schnellstartzeiten, die um eine Größenordnung kleiner sind als bei heutigen Maschinen. Eine adaptive Turbinenstufe auf der Basis verstellbarer Schaufeln ermöglicht die benötigte Volumenstromadaptation. Temperatur- und Druckanforderungen können mit bewährten Designkonzepten und Werkstoffen beherrscht werden. Zum Erreichen der angestrebten Schnellstartzeiten ist ein Vorwärmkonzept vorgesehen.

5.3.5 Kosten

Die Investitionskosten liegen für beide Speicher-Varianten, Pumpspeicher- bzw. CAES-Kraftwerke, in ähnlicher Größenordnung; sie sind aber höher als bei einfachen Gasturbinen-Kraftwerken. Die veröffentlichten Daten für ein diabates CAES-Kraftwerke beziehen sich üblicherweise auf die installierte Turbinen- bzw. Generatorleistung; je nach Leistung der Kompressoren bewegen sich die Investitionskosten typisch bei $> 600 \text{ €/kW}$ bezogen auf die installierte Turbinenleistung.

Bei der adiabaten Technik führen erhöhte Anforderungen bei den Komponententechnologien und der zusätzlich benötigte Wärmespeicher zu – je nach Konfiguration – etwa 20-30 % höheren Kosten.

Für die Errichtung der Salzkavernenspeicher müssen bei einer Entladedauer von 6 bis 12 Stunden ca. 20 % hinzu gerechnet werden, wobei die Kosten wesentlich davon abhängen, ob die Speicher als Erweiterung einer vorhandene Gaskavernen-Anlage geplant werden können oder „auf der grünen Wiese“ errichtet werden müssen.

Der wirtschaftliche Anreiz für den Anlagenbetrieb besteht in der Nutzung der Strompreisschwankungen zwischen Schwachlastzeiten und Spitzenlastzeiten. Der nicht zuletzt durch den erwarteten Ausbau von Windenergie wachsende Bedarf an Spitzenlast- und Regelenergie wird diese Schwankungen in stärkerer Ausprägung auftreten lassen. Dieser Umstand sowie eine Anzahl geeigneter Standorte für dieses emissionsfreie Kraftwerkskonzept (adiabate CAES) sind günstige Bedingungen für eine Markteinführung. Bisherige Studien weisen auf günstige Chancen in den Niederlanden und in Deutschland hin.

5.4 Wasserstoff

5.4.1 Wasserstoff zur Speicherung elektrischer Energie

Wasserstoff als Energieträger 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. Wasserstoff ist das Speichermedium von Wasserstoffspeichersystemen. Diese Speicher gehören zu den Systemen mit externem Speicher, wobei Lade- und Entladeleistung über die Einheiten zur Wasserzersetzung (typischerweise ein Elektrolyseur) und zur Wasserstoffverstromung (typischerweise Brennstoffzellen oder GuD-Kraftwerke) gebildet werden und anders als bei den Redox-Flow-Batterien auch unabhängig voneinander ausgelegt werden können. Die Energiespeicherkapazität ergibt sich aus der Größe und der Differenz zwischen minimalem und maximalem Betriebsdruck des Wasserstoffspeichers.

Als eine erste Einsatzmöglichkeit wird der Ausgleich von Leistungsdefiziten bzw. -überschüssen in Folge von Prognosefehlern (bei Windenergie) gesehen, wodurch die Planbarkeit der zur Verfügung stehenden Erneuerbaren Energiequellen optimiert wird. Im weiteren Verlauf muss untersucht werden, in wie weit die lastabhängige Bereitstellung Erneuerbarer Energien, und dabei vor allem Wind, durch Kombination mit Speichern verbessert und flexibler gestaltet werden kann. Die ökonomischen Randbedingungen sind bekannt: Mehrkosten für die Energiebereitstellung auf der einen Seite, Reduktion im Verbrauch fossiler Energieträger und damit der CO₂-Emissionen als globales Ziel auf der anderen Seite.

Der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien und die natürliche Reduzierung fossiler Reservekraftwerkskapazität durch Erreichen des Lebensdauerendes können die Einrichtung von Großspeichern erfordern. Dafür in Frage kommende Speicher müssen Leistungen im GW-Bereich und Kapazitäten bis mehrere 100 GWh aufweisen, um Energie für mehrere Tage bis Wochen speichern zu können. Diese Leistungen können zwar auch mit konventionellen Pumpspeicher- und Druckluftspeicherkraftwerken erreicht werden, nicht jedoch die geforderten Kapazitäten. Grund ist deren geringe volumetrische Energiedichte.

Chemische Speicher, in denen durch Elektrolyse gewonnener Wasserstoff die Energie speichert, bieten eine wesentlich höhere Energiedichte als Pump- oder Druckluftspeicher. Für die hier betrachtete Anwendung wird der Wasserstoff unter Druck in Untergrundkavernen verbracht und im Bedarfsfall mit konventioneller hocheffizienter Kraftwerkstechnik wiederverstromt.

Aus technischer Sicht steht der Nutzung insbesondere von Wasserstoffkavernen als Energiespeicher nichts im Wege (Abbildung 20). Langjährige positive Erfahrungen unter anderem in der petrochemischen Industrie zeigen, dass die Untertagespeicherung von Wasserstoff mit heutigem Kenntnisstand und heutiger technischer Ausrüstung sicher darstellbar ist [9]:

- Künstlich erstellte Salzkavernen und natürliche Aquiferspeicher wurden z.T. bis in die 90er Jahre erfolgreich zur Speicherung von Stadtgas genutzt, das zu über 50% aus Wasserstoff besteht. Vor der Einführung von Erdgas wurden derartige Speicher in Deutschland (z. B. in Kiel, Bad Lauchstädt) und in Frankreich betrieben.
- Salzkavernen werden seit vielen Jahren zur Speicherung von reinem Wasserstoff für die chemische und petrochemische Industrie eingesetzt. Es handelt sich um Anlagen in Texas, USA, (ConocoPhillips und Praxair) und in Großbritannien (SABIC Petrochemicals). Gespräche mit den Betreibern lassen auf einen sicheren und problemlosen Betrieb schließen; Leckageverluste sind zu vernachlässigen, sie bewegen sich im Bereich $< 0,02\%$

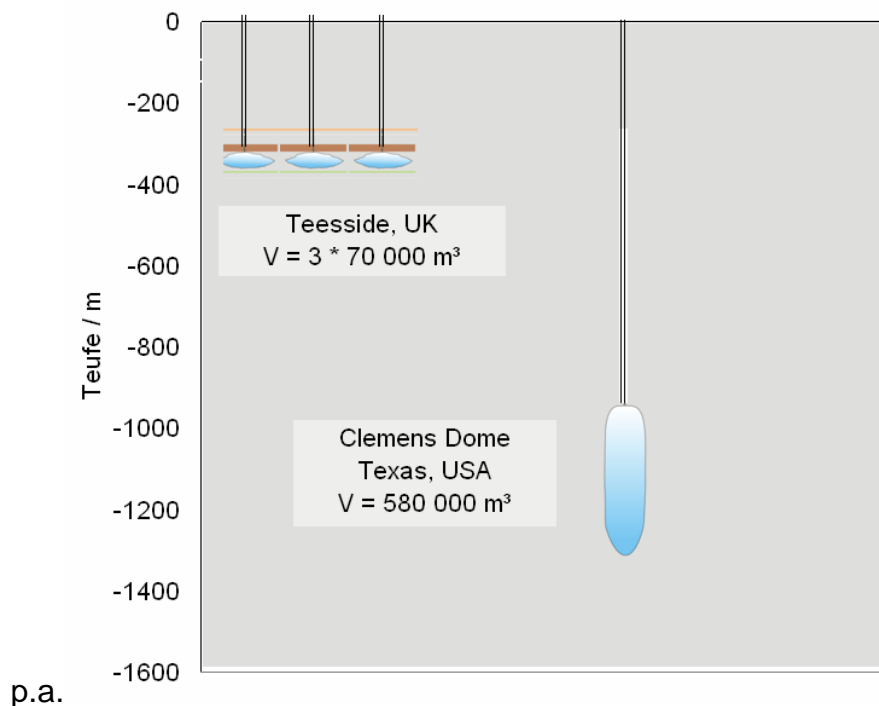


Abbildung 20: Existierende Wasserstoff-Kavernen [9]

Die Auslegung moderner Wasserstoffkavernen basiert weitgehend auf den langjährigen Erfahrungen mit Erdgaskavernen; Modifikationen beziehen sich hauptsächlich auf die Auswahl der in der Zugangsbohrung eingesetzten Materialien.

Die Unterspeicherung von Wasserstoff entspricht nur einem Teil des Speicherpfades für elektrische Energie. Zunächst muss Wasserstoff durch den Einsatz von Elektrolyseuren aus elektrischer Energie 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 im Netzmaßstab erforderlichen Leistungen zu skalieren. Die Verdichtung auf den Kavernendruck von ca. 15 MPa und darüber kann mit konventionellen Verdichtern erreicht werden.

Zur Wiederverstromung kommen Gasmotoren, Gasturbinen, Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD) und prinzipiell Brennstoffzellen in Frage. Allerdings ist zu beachten, dass bei der Verwendung von Wasserstoff in heutigen für Erdgas entwickelten Turbinen nur eine Beimischung von etwa 20 Vol% Erdgas erforderlich ist, will man auf sonst notwendige Umrüstungsmaßnahmen aufgrund unterschiedlicher Flammgeschwindigkeit und Zündgrenzen von Wasserstoff und Erdgas verzichten. Technisch ist auch die Verwendung von reinem Wasserstoff in Gasturbinen möglich. Hier besteht Entwicklungsbedarf, der aber im Hinblick auf die CO₂-freien Kraftwerksprozesse (ZEIGCC⁹), die ebenfalls wasserstoffreiche Gase (H₂ + N₂) als Brennstoff nutzen, durchaus Synergien erkennen lässt. Bei kleineren Leistungen könnte die Wiederverstromung eventuell auch durch Brennstoffzellen erfolgen.

Die Komponenten des Gesamtsystems sind in Abbildung 21 dargestellt. 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 des Speicherpfades von knapp 40%.

⁹ Zero Emission Integrated Gasification Combined Cycle

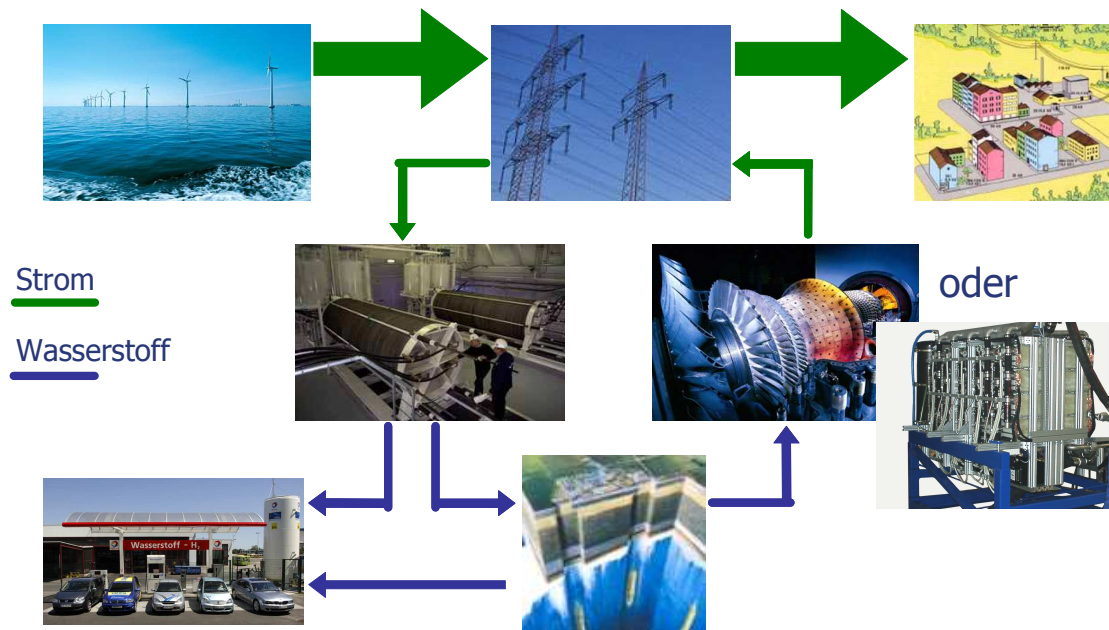


Abbildung 21: Komponenten eines Wasserstoff-Großspeichers zur Stromspeicherung und Kraftstoffbereitstellung

In der derzeitigen Diskussion der konkurrierenden Verfahren zur Speicherung elektrischer Energie im Netzmaßstab spielt die Wasserstoffspeicherung praktisch keine Rolle; Gründe sind der vergleichsweise niedrige Wirkungsgrad, die Unsicherheit bei der Prognostizierung des zukünftigen Bedarfs an Speicherkapazität sowie die derzeitige Fokussierung auf Speicherkraftwerke zur Bereitstellung von Regelenergie (Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve) für kurze Zeit-dauern, und weniger der längerfristige Ausgleich fluktuierender Windenergieproduktion.

In der Erdgasversorgung wird unterschieden zwischen flexiblen Hochleistungsspeichern (Salzkavernen) für die Abdeckung von kurzfristigem Spitzenbedarf und weniger flexiblen Porenspeichern größerer Speicherkapazität für den saisonalen Ausgleich. In Analogie hierzu kann in der zukünftigen Stromversorgung der Wasserstoffspeicher - aufgrund seiner wesentlich höheren Speicherkapazität und den damit möglichen Ein- und Ausspeicherzeiten im Bereich von mehreren Tagen bis zu Wochen - eine Ergänzung zu anderen, für die Abdeckung kurzfristig erforderlicher Regelleistung wirtschaftlicheren Speichersystemen, darstellen.

5.4.2 Alternative Speicherpfade

Zusätzlich erschließt sich ein weiterer interessanter Pfad zur Nutzung regenerativ erzeugten Wasserstoffs im Transportsektor. Die aktuellen Diskussionen um CO₂-Einsparungen und Ressourcenverfügbarkeit lassen erkennen, dass die Automobil-

hersteller ihre Bemühungen zur Entwicklung von Fahrzeugen mit Wasserstoffantrieb beschleunigen und mit ersten Fahrzeugen in Kundenhand bereits um 2010 und mit einer breiten Markteinführung in 2015 zu rechnen ist (s. Kapitel 5.12).

In den USA sind emissionsfreie Fahrzeuge, darunter auch wasserstoffbetriebene Brennstoffzellenfahrzeuge, sogar in mehreren Bundesstaaten gesetzlich in steigenden Stückzahlen vorgeschrieben (ZEV requirement). Durch diese Entwicklung, die in der Tat einen Strukturbruch darstellt, ergeben sich völlig neue Chancen für die Energieversorgungsunternehmen, die neben dem Stromlieferanten (und zum Teil Gaslieferanten) auch zum Kraftstofflieferanten werden könnten.

Durch die direkte Nutzungsmöglichkeit des Wasserstoffs z.B. im Verkehrssektor oder anderen industriellen Prozessen, ist also nicht zwangsläufig eine Rückwandlung in elektrische Energie notwendig. Wirtschaftliche Synergien aus dem direkten Einsatz von Wasserstoff werden daher erwartet.

5.5 Vergleich der Speicherkapazität der Technologien mit hohem geometrischen Speichervolumen

Um die jeweilige Eignung der unter 5.2 bis 5.4 beschriebenen Speichertechnologien mit hohem geometrischen Speichervolumen für unterschiedliche Einsatzszenarien vergleichen zu können, wird in nachstehender Tabelle 4 ein Vergleich der spezifischen Speicherkapazität sowie des Wirkungsgrades der drei Speichertechnologien durchgeführt.

Tabelle 4 und Abbildung 22 zeigen die auf das Volumen bezogenen Netto¹⁰-Speicherdichten. Die erheblich größere Kapazität des Wasserstoffspeichers resultiert aus der chemischen Bindung der Energie.

¹⁰ Bei Gasspeichern bezieht sich die Nettokapazität auf die nutzbare Gasmasse zwischen minimalem und maximalem Speicherbetriebsdruck. Angaben in der Literatur zu Wasserstoffspeichern beziehen sich dagegen oft auf die Bruttokapazität.

Tabelle 4: Vergleich der volumetrischen Speicherkapazitäten

	Speicherkapazität / Volumen	Wirkungsgrad
Pumpspeicher-Kraftwerk	0,7 kWh/m ³	80%
Adiabates Druckluftspeicher-Kraftwerk	2,9 kWh/m ³	70%
Wasserstoff-Speicher (Elektrolyse-Speicher-Wiederverstromung)	163 kWh/m ³	40%

Annahmen:

Pumpspeicher-Kraftwerk	Fallhöhe	300 m
Adiabates Druckluftspeicher-Kraftwerk	Druckspiel	2 MPa
Wasserstoff-Speicher	Druckspiel	13 MPa

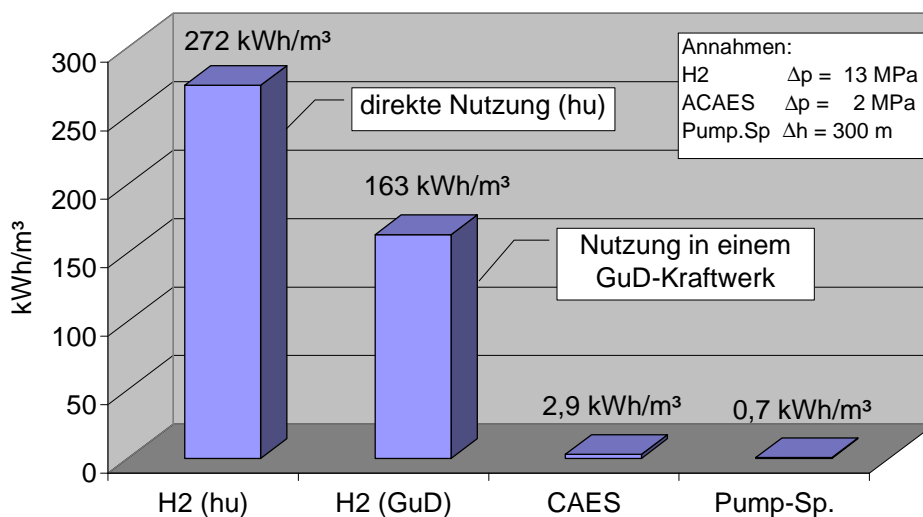


Abbildung 22: Volumetrische Speicherdichten [9]

In allen Daten für die volumetrische Speicherkapazität ist bereits der Wirkungsgrad berücksichtigt. Soll der Wasserstoff nicht wiederverstromt sondern direkt in andere Nutzungen fließen z.B. als Rohstoff für die petrochemische Industrie, als Kraftstoff für Fahrzeuge oder als Rohstoff zur Unterstützung der Produktion von Biokraftstoffen der zweiten Generation (BTL), erhöht sich der Wirkungsgrad auf 65% (nur Elektrolyseur) und die spezifische Speicherdichte dementsprechend auf 272 kWh/m³.

Angewendet auf einen Speicher mit jeweils gleichem geometrischem Gesamtvolumen von 8 Mio. m³, dies entspricht dem derzeit größten Erdgaskavernenspeicher in Norddeutschland (zum Vergleich: das Speichervolumen des größten deutschen Pumpspeicher-Kraftwerks Goldisthal beträgt 12 Mio. m³), ergeben sich die in Tabelle 5 und Abbildung 23 gegebenen Speicherkapazitäten. Die Speicherkapazität für Wasserstoff ohne Rückverstromung beträgt 2.179 GWh. Dieses Beispiel demonstriert auch die endliche Kapazität zukünftiger CAES-Großspeicher. Kavernenfelder dieser Kapazität können nicht beliebig zugebaut werden. Die Grenzen ergeben sich aus Kosten und der Verfügbarkeit geeigneter geologischer Formationen.

Tabelle 5: Absolute Speicherkapazitäten für ein Speichervolumen von 8 Mio. m³

	Speicher- kapazität	Wirkungsgrad
Pumpspeicher-Kraftwerk	5 GWh	80%
Adiabates Druckluftspeicher-Kraftwerk	23 GWh	70%
Wasserstoff-Speicher (Elektrolyse-Speicher-Wiederverstromung)	1.308 GWh	40%

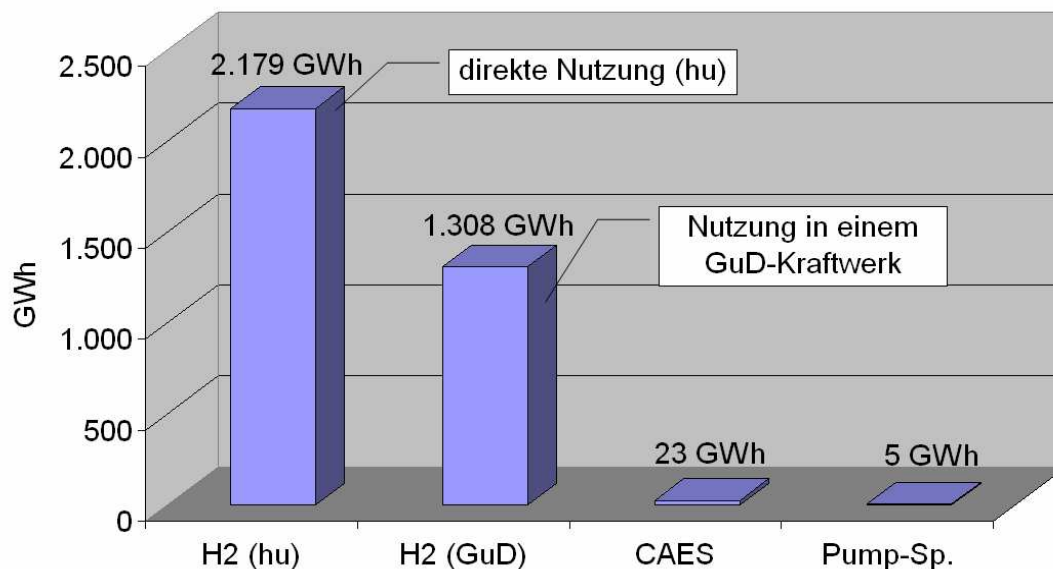


Abbildung 23: Absolute Speicherkapazitäten bei einem geometrischen Gesamtvolumen von 8 Mio. m³ [9]

Abbildung 24 veranschaulicht die Größenordnung der aufgeführten Speicherkapazitäten bei dem angenommenen Speichervolumen von 8 Mio. m³ 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-Kraftwerke in erster Linie auf den Ausgleich von kurzzeitigen Prognoseabweichungen bzw. die Bereitstellung von Regelenergie 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. Es sei allerdings erwähnt, dass die großen Saisonspeicher in den Alpen ebenfalls einen wesentlich größeren Nutzinhalt haben als reine Pumpspeicher. So hat z.B. der Speicher Malta in Österreich einen Nutzinhalt von 200 Mio. m³. Manche dieser Saisonspeicher werden bereits als Pumpspeicher genutzt oder werden noch zu solchen umgebaut.

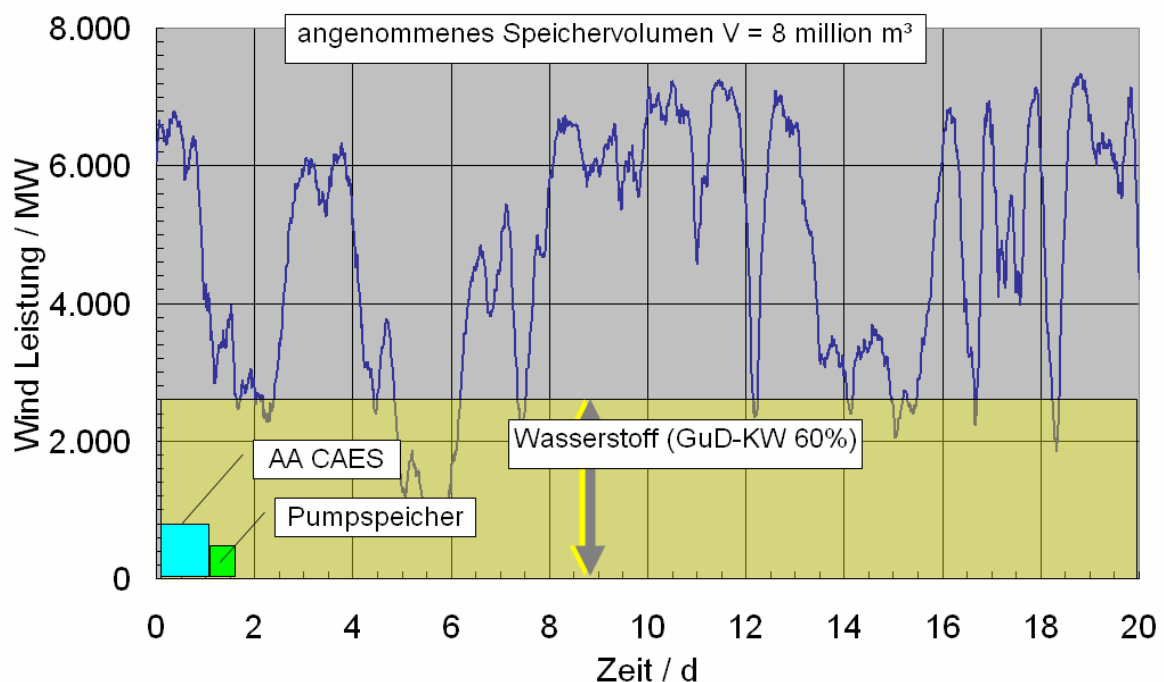


Abbildung 24: Speicherkapazitäten im Vergleich mit der Einspeisung von Windenergie in das Netz der E.ON Netz AG Anfang 2007 [10]

5.6 Thermoelektrische Speicher ¹¹

In einem thermoelektrischen Energiespeicher (TEES – Thermoelectric Energy Storage) wird Energie in Form von Hochtemperaturwärme gespeichert. Im Gegensatz zu den bekannten Anwendungen von thermischen Speichern in der Klima- und Prozesstechnik dient ein thermoelektrischer Speicher allein der Speicherung von Elektrizität, das heißt, er wird mit elektrischer Energie beladen, und er liefert auch elektrische Energie, wenn er entladen wird.

Anders als Pumpspeicherkraftwerke und Druckluftspeicherkraftwerke kann ein thermoelektrischer Speicher vollständig unabhängig von geographischen oder geologischen Voraussetzungen gebaut und betrieben werden. Er ist im Vergleich zu Pumpspeicherkraftwerken kompakter und verwendet überwiegend Komponenten, die in der thermischen Kraftwerkstechnik etabliert sind. Aus diesem Grund bietet die thermoelektrische Energiespeicherung Synergien mit der konventionellen fossilen Kraftwerkstechnik. Es können z. B. fossile Kraftwerke für die Speicherung erneuerbarer Energien umgenutzt werden, oder ein hybrides Kraftwerk kann alternativ aus einem fossilen Brennstoff oder aus einem thermoelektrischen Speicher Strom erzeugen [8].

Wegen seiner Kostenstruktur (hohe Leistungskosten und geringe Energiekapazitätskosten) und seinen Skaleneigenschaften (Reduktion der spezifischen Kosten mit zunehmender Leistung durch die Verwendung von thermischen Turbomaschinen) eignet sich der thermoelektrische Energiespeicher für die großtechnische Speicherung von elektrischer Energie für Stunden bis zu mehreren Tagen. Die Zielanwendungen sind daher die Speicherung von Windstrom und die Arbitrage zwischen Schwach- und Spitzenlast.

Ein thermoelektrischer Speicher kann Wirkungsgrade von 40 bis 55% erzielen und ist daher eine Option, wenn der einzuspeichernde Strom einen geringen wirtschaftlichen Wert hat. Das ist zum Beispiel dann der Fall, wenn überschüssiger Windstrom nicht zu akzeptablen Preisen exportiert werden kann oder abgeregelt werden muss. Ein weiteres Beispiel ist die Speicherung von Nachtstrom aus Kernkraftwerken (die geringe marginale Stromgestehungskosten aufweisen). Schon mit den heutigen Preisunterschieden zwischen Spitzenlast- und Nachtlast, wie sie in den Statistiken der Energiebörsen dokumentiert sind, ist der Betrieb eines thermoelektrischen Energiespeichers an der Schwelle der Wirtschaftlichkeit.

¹¹ Beitrag von C. Ohler, ABB

5.6.1 Funktionsweise

Der thermoelektrische Energiespeicher (Abbildung 25) wird beladen, indem das Speichervolumen aufgeheizt wird. Dazu wird entweder eine im Clausius-Rankine-Prozess arbeitende Wärmepumpe mit Turbokompressor verwendet, oder die elektrische Energie wird in Widerstandsheizbändern in Wärme umgewandelt. Je nach Auslegungskriterien ist eine Kombination der beiden Arten, Wärme bereitzustellen, vorteilhaft. Die Energie wird in Form von sensibler Wärme in einem gut wärmeisolierten Volumen von feuerfesten Magnesiumoxidziegeln mit hoher Wärmeleitfähigkeit gespeichert (ca. 200 °C bis 650 °C). Es sind auch andere Speichermedien, für sensible und latente Wärme, Salz- und Metallschmelzen, Natursteine usw. als Speichermedien denkbar.

Der Speicher wird entladen, indem die Hochtemperaturwärme auf einen Dampferzeuger übertragen und in einem Dampfturbinenprozess in Strom zurückverwandelt wird. Der Wärmetauscher zur Beladung, die Widerstandsheizbänder und die zum Einfangen der Wärmestrahlung berippten Rohre des Dampferzeugers sind im Wärmespeicher zwischen den Ziegeln verteilt, um eine effiziente Wärmeübertragung zu erhalten.

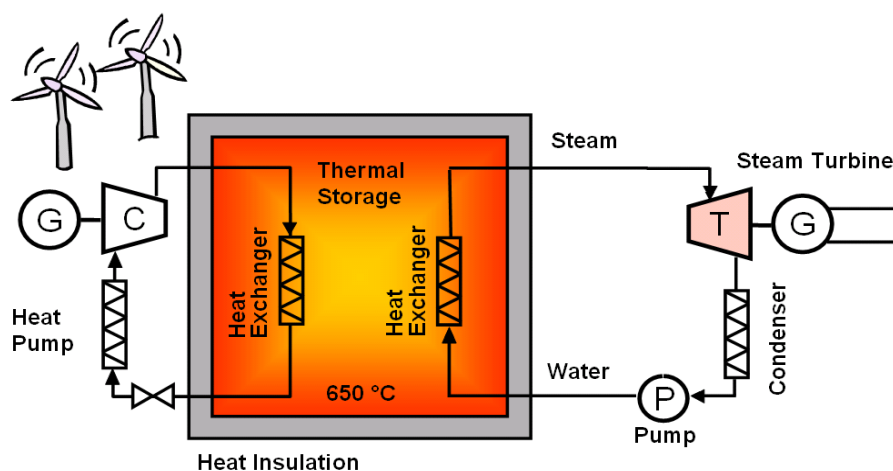


Abbildung 25: Prinzipskizze eines thermoelektrischen Energiespeichers ¹²

5.6.2 Auslegung und Betrieb

Die drei grundlegenden Auslegungsgrößen eines thermoelektrischen Energiespeichers sind die Einspeicherleistung, die Entladeleistung und die Kapazität. Sie können unabhängig voneinander gewählt werden.

¹²

Quelle: ABB

Wenn die Einspeicherleistung mit Widerstandsbändern realisiert wird, verursacht sie nur geringe Kosten, dann ist aber der Wirkungsgrad des Speichers auf etwa 40% begrenzt. Je größer der Anteil der durch einen Wärmepumpenprozess zugeführten Wärme ist, je höher wird der Wirkungsgrad mit dem Nachteil höherer Kapitalkosten. Es besteht also auch für TEES der übliche Trade-off zwischen Kapital- und Betriebskosten.

Die Kosten der Entladeleistung sind durch den Dampfturbinenprozess bestimmt. Als grobe Faustregel kann gelten, dass ca. die Hälfte der Kosten pro Leistungseinheit anfallen, die für ein modernes Steinkohlekraftwerk typisch sind. (Die zur Aufbereitung der Kohle, dem Abtransport der Schlacke und zur Abgasbehandlung erforderlichen Untersysteme haben im emissionsfreien Betrieb des thermoelektrischen Speichers keine Entsprechung.)

Die Kapazität des Speichers wird durch die Masse Magnesiumoxidziegel bestimmt. Deren spezifische Kosten, der Temperaturhub und die Qualität der Wärmeübertragung bestimmen im Wesentlichen die kapazitätsabhängigen Kosten. Volumen und Kosten der Wärmeisolation sind für große Speicher von untergeordneter Bedeutung.

Ein thermoelektrischer Energiespeicher, der für 24 Stunden 100 MW elektrische Leistung abgeben kann, hat z. B. Abmessungen von 53 x 53 x 8 Meter (LxBxH, ohne Prozesskomponenten, Dampfturbine usw.). Er enthält damit in einem Volumen von 22'000 m³ ein nutzbares elektrisches Energieäquivalent von 2'400 Mwh. Mit 110 Wh pro Liter liegt die Energiedichte damit im Bereich von Batteriezellen.

Der Betrieb des Speichers ähnelt während der - technisch anspruchsvolleren – Entladephase in wesentlicher Hinsicht dem Gleitdruckbetrieb des konventionellen, fossil befeuerten Dampfturbinenprozess. Ein wesentlicher Unterschied ist, dass auch bei konstanter Erzeugungsleistung der Dampfzustand am Eingang der Turbine nicht vollständig konstant gehalten werden kann, sondern wegen der abnehmenden Temperatur des Wärmespeichers zum Ende der Entladung hin leicht degradiert. Das muss durch zunehmenden Massenfluss, das heißt zunehmenden Eingangsdruck ausgeglichen werden, so dass die Turbine nicht kontinuierlich am Auslegungspunkt betrieben werden kann. Auch hier gibt es einen Trade-off zwischen Kapitalkosten und Effizienz im Betrieb.

Thermische Speicher bieten sich insbesondere auch in Kombination Parabolrinnen-Solarkraftwerken an und ermöglichen so einen 24-h-Betrieb.

5.6.3 Potenzial und Herausforderungen

Thermoelektrische Energiespeicher sind eine mögliche Option für die großtechnische standortunabhängige Speicherung von erneuerbarer oder nuklearer Energie, als Ergänzung zu Pumpwasserspeichern und CAES. Besonders attraktiv erscheint das Synergiepotential mit der konventionellen Kraftwerkstechnik während des Übergangs zu höheren Anteilen von nichtfossilen Primärenergiequellen. Die Entwicklung von TEES steht noch im Konzeptstadium und es existieren keine Beispielanlagen.

Es bieten sich vielfältige Forschungs- und Entwicklungschancen:

- Entwicklung eines auf die TEES-Anwendung zugeschnittenen Wärmepumpenprozesses,
- Alternative Arbeitsfluide für Belade- und Entladeprozess,
- Innovative Wärmetauscherkonzepte,
- Entwicklung eines auf die TEES-Anwendung zugeschnittenen Hochtemperatur-Wärmespeichermaterials,
- Thermoökonomische Optimierung von TEES-Systemen unter verschiedenen ökonomischen Randbedingungen,
- Energieökonomische Modellierung von Speichern unterschiedlicher Kosten-Performance Charakteristik.

Im Übrigen basieren thermoelektrische Energiespeicher auf im Grundsätzlichen bekannten Systemkomponenten, so dass der Forschungs- und Entwicklungsaufwand einen mittelfristigen Zeithorizont (5 bis 10 Jahre) hat.

5.6.4 Kosten

Abbildung 26 eine Schätzung für die leistungsabhängigen Kosten eines thermoelektrischen Energiespeichers als Funktion der Gesamtentladeleistung. Analog zu Pumpspeichern und Druckluftspeichern nehmen die Kosten pro Leistungseinheit mit zunehmender Größe stark ab (mit dem für Turbomaschinen typischen Skalenexponenten von 0.8). Große Einheiten werden verhältnismäßig billiger. TEES ist also eine Technologie, die nur ab dem MW-Bereich Sinn macht.

Die energieabhängigen Investitionskosten lassen sich mit 25 € pro elektrischer kWh an Speicherkapazität abschätzen. Die resistive Beladung ist sehr kostengünstig, für die Beladung über einen Wärmepumpenprozess liegen noch keine Kosten vor.

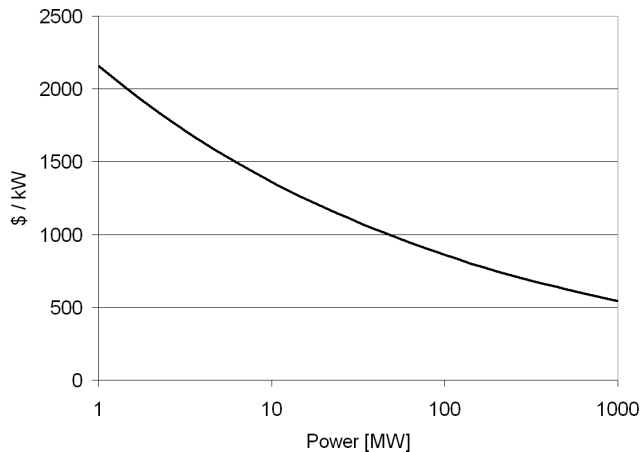


Abbildung 26: Spezifische Leistungskosten eines thermoelektrischen Energiespeichers als Funktion der totalen Entladeleistung¹³

5.7 Wärmespeicher

Die einfachste und kostengünstigste Form, Energie dezentral zu speichern, ist die Speicherung von heißem Wasser in entsprechend isolierten Behältern. Normalerweise sind diese Speicher als Tagesspeicher ausgelegt, da es in der Regel weder energetisch noch wirtschaftlich sinnvoll ist, Wärme über wesentlich längere Zeiträume als 24 Stunden zu speichern.

Bei solarthermischen Anlagen gilt diese Form der Energiespeicherung wegen ihres Kostenvorteils als Stand der Technik. Auch bei KWK-Anlagen und Wärmepumpen-Systemen bedient man sich heute in der Regel dieser Technik, um deren Betriebsweise zu optimieren und insbesondere um den Brauchwasserbedarf abzudecken. Bei der Brauchwassererwärmung ist darauf zu achten, dass die Temperatur im Speicher in regelmäßigen Abständen auf Werte über 70 °C gefahren wird, um der Gefahr der Verkeimung durch Legionellen vorzubeugen. In Niedertemperatur-Heizsystemen wird hierfür üblicherweise eine elektrische Heizpatrone in den Speicher integriert.

In modernen Bürogebäuden oder Versammlungsstätten werden heute thermische Massen im Fundamentbereich oder im Untergrund zur Wärme- bzw. Kältespeicherung genutzt. Kombiniert mit innovativen Lüftungssystemen lässt sich so der Energiebedarf für Heizung bzw. Klimatisierung drastisch reduzieren.

Fortschrittlichere Systeme basieren auf dem Prinzip der Latentwärmespeicherung (Phase Change Materials: z. B. Salzhydrate oder Paraffine) bzw. der thermo-

¹³ Quelle: ABB

chemischen Speicherung (z. B. Zeolith-Speicher). Mit diesen Systemen lässt sich bis zu 5mal mehr Energie pro Volumen speichern als mit Wasser.

Alternativ bieten sich auch elektrische Speicherheizungen (als Einzelgeräte oder als Blockspeicher) an, bei denen die Wärme bei hohen Temperaturen in mineralischen Massen gespeichert wird. Diese Systeme sind derzeit politisch unerwünscht, könnten aber bei einem Überangebot an regenerativ erzeugtem Strom wieder an Attraktivität gewinnen.

Der Einsatz von Wärmespeichern in thermoelektrischen Kraftwerken oder in Kombination mit Druckluftspeichern (adiabate CAES) wurde bereits im Kapitel 5.3 behandelt. Darüber hinaus werden Wärmespeicher in Form von Dampfspeichern (Root-Speicher) oder Heißwasserspeichern (Vorwärmer) in konventionellen Kraftwerksprozessen eingesetzt, um so im Rahmen der Primärregel Aufgabe kurzfristig mehr Leistung aus der Turbine abgeben zu können.

Der größte Wärmespeicher ist jedoch die Erde. In ihrem Inneren sind seit Urzeiten enorme Energiemengen gespeichert. Diese gespeicherte Energie kann der Erde z. B. durch tiefe Bohrungen entnommen und großtechnisch in geothermischen Kraftwerken genutzt werden. Darüber hinaus werden die obersten Erdschichten während der warmen Jahreszeiten durch die Sonneneinstrahlung erwärmt. Diese Energie kann dezentral in Wärmepumpen genutzt werden.

5.8 Supraleitende Magnetische Energie-Speicher (SMES)

In den magnetischen Feldern von Spulen lässt sich prinzipiell Energie speichern. Da die gespeicherte Energie quadratisch mit dem Strom zunimmt, sind möglichst hohe Ströme anzustreben (Abbildung 27). Selbst bei sehr hohen Magnetfeldern ist die erreichbare Energiedichte im Vergleich zu anderen Speichern noch relativ gering.

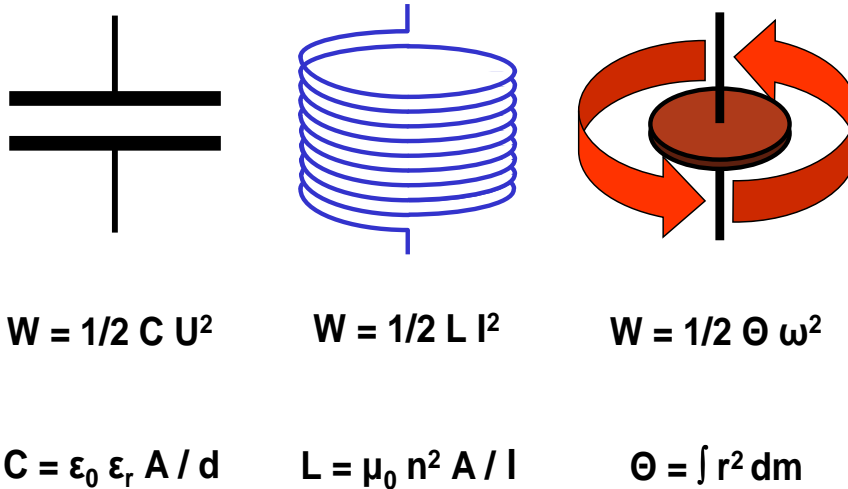


Abbildung 27: Energieinhalt von Speichern

In Kupferspulen ist die Speicherdauer aufgrund der ohmschen Verluste extrem kurz und daher praktisch ohne Bedeutung. Durch die Verwendung supraleitender Materialien gelingt es, die ohmschen Verluste in den Leitern einer Spule quasi auf Null zu reduzieren. Einmal aufgeladen kann ein Gleichstrom in einer in sich geschlossenen supraleitenden Spule sehr lange Zeit (viele Monate) fließen. Dies macht man sich heute in den Spulen für Kernspintomographen zu Nutze. Obwohl sich die Spule praktisch nicht selbst entlädt, führt allerdings die zur Kühlung auf die sehr tiefen Temperaturen erforderliche Kälteanlage trotzdem zu relativ hohen Stand-by-Verlusten. Damit scheidet SMES für die Energiespeicherung über längere Zeiträume aus. Es ist jedoch auch noch ein weiterer Punkt zu beachten: Der verlustfreie Stromfluss in der Spule gilt nur, wenn die Spule in sich supraleitend kurzgeschlossen ist. Bei technischen Systemen ist es jedoch erforderlich, die Spule bei Bedarf zu entladen bzw. wieder aufzuladen. Zu diesem Zweck muss der Strom aus dem kalten Bereich heraus und über einen Koppelstromrichter geleitet werden (Abbildung 28).

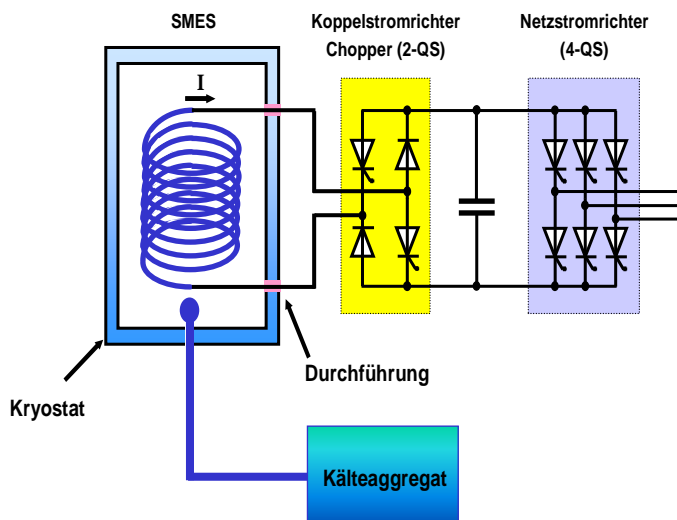


Abbildung 28: Supraleitender magnetischer Energiespeicher (SMES)

Auch im Stand-by muss dann der Strom über die Halbleiterventile des Koppelstromrichters fließen. Dadurch entstehen sowohl an den Durchführungen als auch im Koppelstromrichter weitere Verluste, die eine längerfristige Energiespeicherung verhindern. Der Netzstromrichter wird beim Laden als Gleichrichter und beim Entladen als Wechselrichter betrieben.

Der Einsatzbereich für SMES wird daher insbesondere dort gesehen, wo sehr schnell hohe Leistungen für sehr kurze Dauern bereitgestellt werden müssen (maximal einige Sekunden). Man spricht daher häufig auch von Leistungsspeichern (im Gegensatz zu Energiespeichern). Aufgrund des Prinzips der Speicherung ist keine Beschränkung der Zyklenzahl erkennbar. Allerdings ist die Kältemaschine, derzeit meist noch die kostenbestimmende Komponente, nicht verschleißfrei und erfordert entsprechende Wartungsintervalle.

Bei der Spulenbauform werden verschiedene Konzepte verfolgt (Abbildung 29). Die Solenoidform ist die einfachste Art. Sie hat allerdings den großen Nachteil, dass hohe und relativ weit reichende Streufelder auftreten. Zur Vermeidung von Rückwirkungen auf Menschen und andere technische Systeme bzw. metallische Strukturen sind entsprechende Schutzbereiche zu beachten. Konzepte mit einer aktiven Schirmung sehen eine zweite konzentrische Spule vor, in der Strom gegensinnig fließt. Nach außen ist das System dadurch weitgehend feldfrei. Das Feld, das zur Energiespeicherung zur Verfügung steht, beschränkt sich dann allerdings auf den Raum zwischen den beiden Spulen. Entsprechend hoch sind die dabei auf die Spulen wirkenden Kräfte. Optimal wäre eine ebenfalls nach außen feldfreie Toroidstruktur. Neben

einer schwierigen Herstellung hat diese Konfiguration den Nachteil, dass sehr viel des noch teuren Leitermaterials benötigt wird.

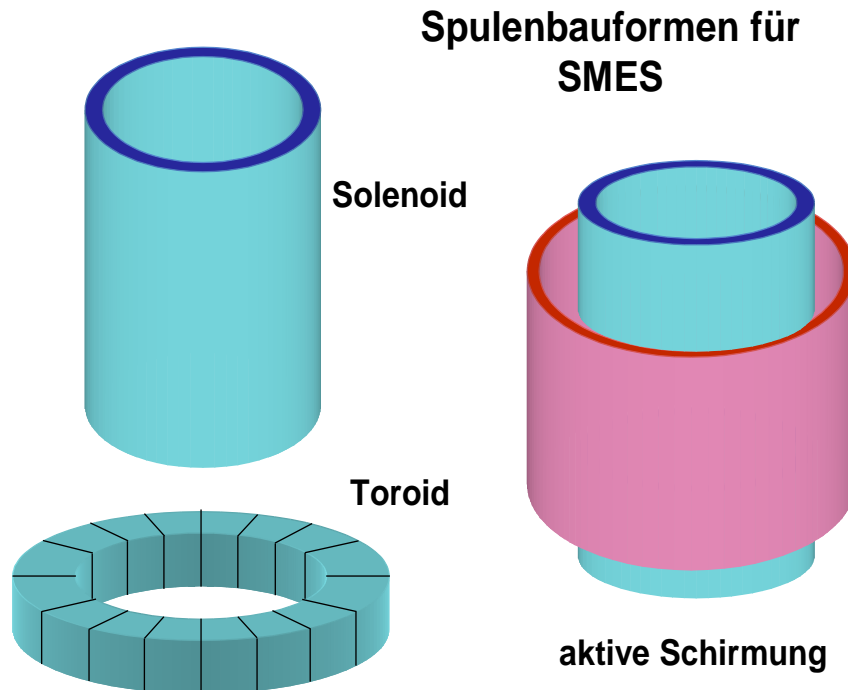


Abbildung 29: Spulenbauformen für SMES

Seit Anfang der neunziger Jahre existieren erste Anwendungen derartiger Systeme (SMES), wobei zunächst hinsichtlich der technischen Machbarkeit die Verwendung metallischer Supraleiter bei Flüssighelium-Kühlung im Vordergrund stand. In Zukunft könnten im Hinblick auf Kostensenkungspotentiale Entwicklungen zur Verwendung keramischer Supraleiter und Kühlung mit Heliumgas bzw. Flüssigstickstoff zunehmend an Bedeutung gewinnen. Es ist allerdings fraglich, ob diese Speicherart aufgrund der eingeschränkten Verwendungsmöglichkeit im Bereich der elektrischen Energieversorgung weite Verbreitung finden wird.

5.9 Schwungmassenspeicher (SMS)

Bei Schwungmassenspeichern wird die Energie in Form von kinetischer Energie einer rotierenden Masse gespeichert. Die speicherbare Energie hängt linear vom Trägheitsmoment der Schwungmasse, das durch Material und Geometrie des Rotationskörpers gegeben ist, ab. Die Rotationsgeschwindigkeit der Schwungmasse geht quadratisch in die speicherbare Energie ein (Abbildung 27). Daher sind für kompakte Systeme möglichst hohe Drehzahlen anzustreben. Aufgrund der hohen Fliehkräfte kommen hierfür hochfeste Kohlenstofffaser-Verbundwerkstoffe zum Einsatz

(Tabelle 5). Zur Vermeidung von Luftreibungsverlusten werden moderne Schwungmassensysteme im Vakuum betrieben. Zur Reduzierung von Lagerverlusten werden Magnetlager eingesetzt (supraleitende Magnetlager sind in Entwicklung). Die Energiewandlung erfolgt in einer elektrischen Maschine (Abbildung 30). Das Antriebskonzept ist auf den jeweiligen Einsatzfall abzustimmen, da es die Verlustbilanz maßgeblich bestimmt.

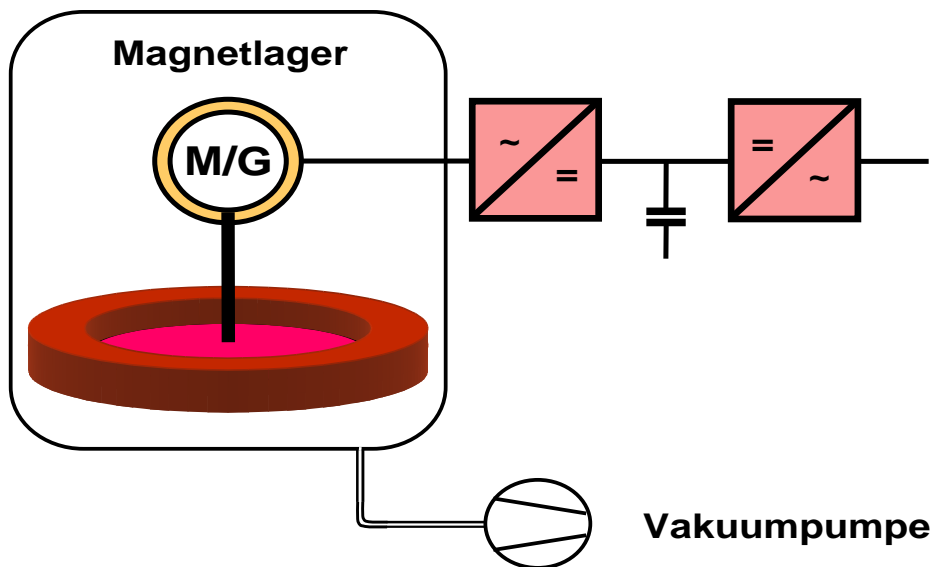


Abbildung 30: Schwungmassenspeicher (SMS)

Tabelle 6: Materialien für Schwungmassenspeicher (Ringform)
Die Zahlenwerte beziehen sich ausschließlich auf den Schwungkörper.

Material	Zugfestigkeit [MPa]	Dichte [kg/m ³]	spez. Festigkeit [kNm/kg]	max. Umfangsgeschw. [m/s]	spez. Energie [kJ/kg]	Energiedichte [kJ/dm ³]	Energiedichte [kWh/m ³]
Stahl	1300	7800	167	410	106	827	230
Titan	1150	5100	225	570	143	729	200
GFK	1300	1900	680	820	335	637	177
CFK	6300	1546	2470	1570	1570	2427	675

Schwungmassenspeicher zeichnen sich durch geringe Betriebskosten und die Fähigkeit aus, Leistung binnen weniger Millisekunden aufnehmen oder abgeben zu können. Schwungmassenspeicher eignen sich daher besonders für den Einsatz im Sekundenbereich (bis hin zu wenigen Minuten) und können damit zur Überbrückung von kurzfristigem Leistungsmangel und im Bereich von Power-Quality-Aufgaben eingesetzt werden. Eine Kombination von Schwungmassenspeicher und Notstromaggregat ist daher besonders vorteilhaft, da hierdurch die Starthäufigkeit des Notstromaggregats auf das Nötigste begrenzt werden kann.

Schwungmassenspeicher können sehr gut auch als dezentrale Energiespeicher in Micro-Grid-Konzepten (Kapitel 4.2) eingesetzt werden. Kurzfristige Änderungen von Erzeugung oder Last können dadurch abgefangen und damit die Anforderungen an die Dynamik von KWK-Anlagen drastisch reduziert werden.

Niedertourig betriebene Schwungmassenspeicher (Abbildung 31) befinden sich bereits in einem sehr ausgereiften technischen Entwicklungsstand und sind wirtschaftlich interessant. Sie sind daher schon in größeren Stückzahlen auf dem Markt. Die hochtourigen Systeme bieten eindeutige Vorteile bzgl. einer kompakten Bauweise und der Verlustreduzierung. Derzeit befinden sich verschiedene Prototypen in der Erprobungsphase. Es kann davon ausgegangen werden, dass auch diese Systeme in absehbarer Zeit auf den Markt kommen werden.

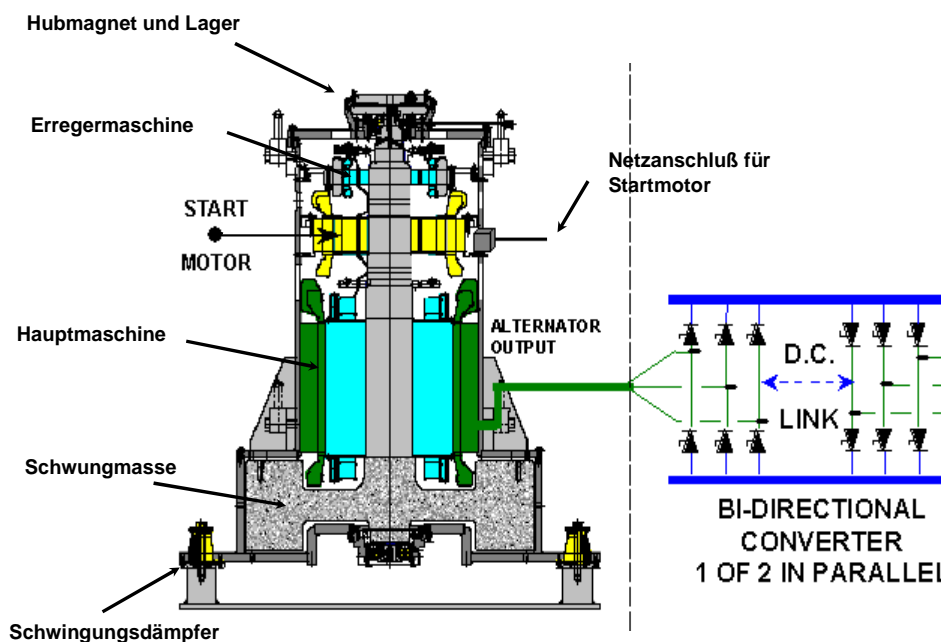


Abbildung 31: Schwungmassenspeicher konventioneller Bauart ¹⁴

5.10 Elektrochemische Doppelschichtkondensatoren

Elektrochemische Doppelschichtkondensatoren (EDLC) sind eine Speichertechnologie, die die Lücke zwischen den klassischen Kondensatoren aus der Elektronik, mit ihrer nahezu unbegrenzten Zyklenfestigkeit sowie extrem hoher Leistungsfähigkeit einerseits und den Sekundärbatterien mit ihrer um viele Größenordnungen größeren Energiespeicherfähigkeit andererseits füllen. Umgangssprachlich werden Doppelschichtkondensatoren häufig SuperCaps genannt. Die Speicherung der elektrischen Energie erfolgt ohne einen elektrochemischen Reaktionsschritt, woraus die typischerweise mit 500.000 oder mehr Vollzyklen angegebene hohe Lebensdauer resultiert. Die im Verhältnis zu konventionellen Kondensatoren sehr hohe Kapazität im Bereich bis zu 5 kF/l ergibt sich aus dem hochporösen Elektrodenmaterial mit einer sehr hohen effektiven Oberfläche. Die Energie wird in dem sich zwischen den Ladungsträgern auf den Elektroden und den Ionen des Elektrolyten ausbildenden elektrischen Feld mit sehr geringen räumlichen Abständen von etwa 10 nm gespeichert. Abbildung 32 zeigt den schematischen Aufbau von DLCs. Anschaulich handelt es sich bei einem Supercap um zwei in Serie geschalteten Plattenkondensatoren, wobei

¹⁴ Quelle: Piller

jeweils eine Platte durch das poröse Material und die zweite Platte durch die anlagernden Ionen gebildet wird.

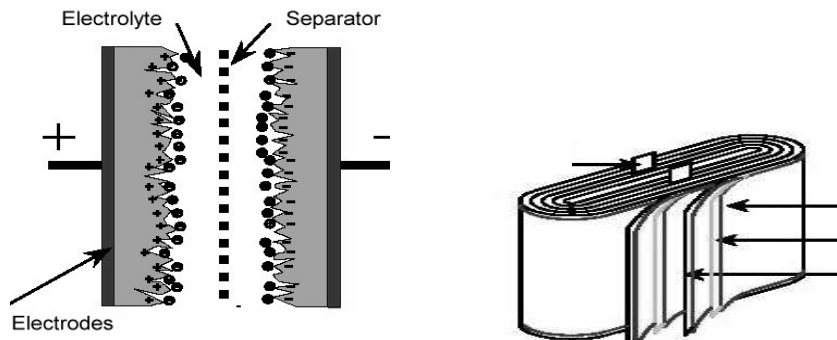


Abbildung 32: Schematischer Aufbau von Doppelschichtkondensatoren¹⁵

Die Nennspannung der DLCs liegt typischerweise bei 2,5 bis 2,7 V¹⁶. Eingesetzt werden wasserfreie organische Elektrolyte, die bei diesen Spannungen nur einer sehr geringen Zersetzung ausgesetzt sind. Der Innenwiderstand ist typischerweise deutlich kleiner als 1 mOhm für SuperCaps im Bereich von 1 kF. Dadurch können sehr hohe Lade- und Entladeströme erreicht werden. Die Energiedichte liegt dagegen nur zwischen 3 und 5 Wh/l bzw. 3 und 5 Wh/kg. Die Kosten für gespeicherte Energie sind heute mit einigen 10.000 Euro/kWh noch sehr hoch, es wird aber mit einer deutlichen Kostenreduktion bei einsetzender Massenfertigung z. B. für den Automobilmarkt gerechnet.

DLCs eignen sich aufgrund ihrer Eigenschaften vor allem für Einsatzbereiche mit einer hohen Anzahl von kurzen Lade-/Entladezyklen. Dabei kann der Vorteil der hohen Leistungsfähigkeit ausgespielt werden. Lade-/entladezeiten bis zu 10 s bei hoher zyklischer Belastung sind ökonomisch ein interessantes Anwendungsgebiet für DLCs zu sein. Damit können insbesondere Anlagen zur Sicherung der Power Quality in Netzen von dieser relativ neuen und bei weitem noch nicht zu Ende entwickelten Technologien profitieren.

DLCs eignen sich nicht für die Speicherung von Energie über längere Zeiträume, da einerseits die Selbstentladerate deutlich größer als die von konventionellen Batterien ist und zum anderen der Vorteile der hohen Zyklenlebensdauer nicht ausgespielt werden kann. Dies ist kritisch vor allem vor dem Hintergrund der sehr hohen Kosten

¹⁵ Quelle: Montena (Maxwell), Epcos

¹⁶ Es gibt auch DLC's mit wässrigen Elektrolyten, die Nennspannungen von etwa 1,4 V aufweisen.

pro kWh (heute ca. 20.000 Euro/kWh). Aktuelle Einsatzgebiete von SuperCaps sind u.a. Hybridfahrzeuge und Einheiten zur Stabilisierung der Spannung in Bordnetzen.

Es werden EDLC teilweise aber auch in speziellen Anwendungen der Unterbrechungsfreien Stromversorgung verwendet. Ein Beispiel ist die Notstromversorgung der Flügel von Windkraftanlagen, die bei Netzausfall aus dem Wind gedreht werden müssen. Hier werden die Eigenschaften von hoher Leistungsfähigkeit für kurze Zeiten und der einfacher als bei Batterien zu überwachende Alterungszustand genutzt.

5.11 Elektrochemische Speichersysteme

Elektrochemische Speichersysteme lassen sich gemäß Abbildung 33 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. Lade- und Entladeprozess lassen sich auch räumlich entkoppeln, wenn das Speichermedium von einem Ort zum anderen transportiert werden kann. Wichtigster Vertreter dieser Klasse ist das Wasserstoffspeichersystem mit Elektrolyseur und Brennstoffzelle. Andere Speichertechnologien wie Pumpspeicher, Druckluft oder auch Schwungräder und thermoelektrische Speicher gehören ebenfalls zu der Klasse der Speichersysteme mit externem Speicher.

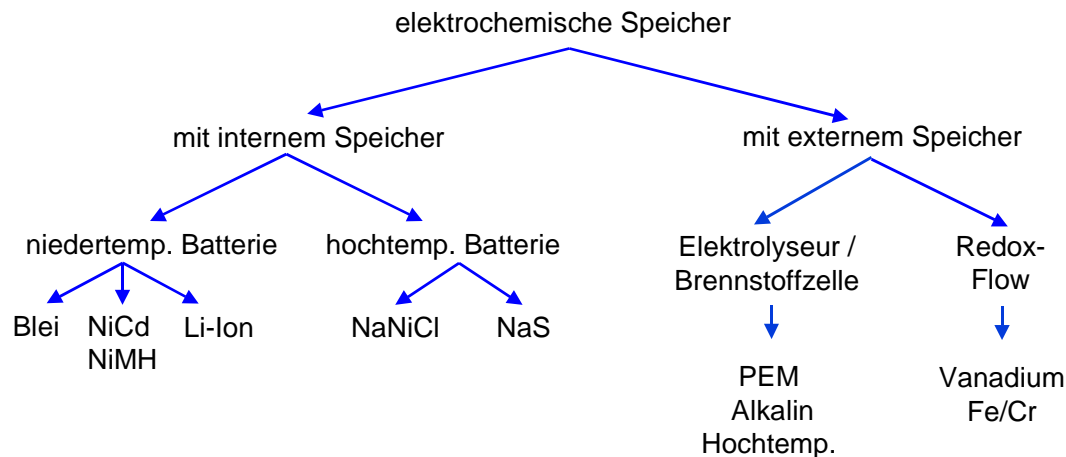


Abbildung 33: Klassifizierung elektrochemischer Speichertechnologien

Zur Bewertung der Energiedichten elektrochemischer Speichersysteme seien hier nur vier Vergleichszahlen genannt (ohne Berücksichtigung von Umwandlungswirkungsgraden):

- Energiedichte von Wasserkraftwerken: 10 kWh können durch die Anhebung von 10 m³ Wasser auf eine Höhendifferenz von 360 m gespeichert werden. Die Energiedichte alleine auf das Volumen des Oberwassers bezogen beträgt bei der angenommenen Höhendifferenz 1 Wh/l.
- Für 10 kWh Speicherkapazität mit Bleibatterien werden rund 130 Liter Batterievolumen benötigt.
- Für die Speicherung von 10 kWh in Form von Wasserstoff wird bei einem Druck von 1 bar ein Volumen von etwa 3000 Litern benötigt. Bei 200 bar Druck sind 15 Liter Speichervolumen notwendig.
- Energiedichte von Diesel: ca. 10 kWh pro Liter.

Daraus wird deutlich, dass die Energiedichte elektrochemischer Akkumulatoren gegenüber Dieselmotoren sehr gering ist (Faktor 100 bis 1000). Auf 200 bar komprimiertes Wasserstoffgas liegt etwa eine Größenordnung besser als Bleibatterien. Die Energiedichte von Wasserkraftwerken ist erheblich geringer. Hier müssen sehr große Wassermengen über erhebliche Höhendifferenzen transportiert werden. Bei einem Energiedichtevergleich ist jedoch auch noch das gesamte System zu beachten: während Wasserstoff ein vorgegebenes Volumen nahezu zu 100 % ausnützt, lassen sich z. B. einzelne Batterien aus Gründen der Handhabbarkeit nicht beliebig dicht stapeln.

Andererseits muss der Endenergienutzen betrachtet werden. Wenn der Endnutzer Strom haben möchte, kann er aus einer geladenen Bleibatterie etwa 100% entnehmen während bei Wasserstoff und Dieselmotoren noch die Umwandlungswirkungs-

grade mit betrachtet werden müssen. Diese liegen je nach Prozess und Größe der Anlage zwischen 25 und 60%.

Elektrochemische Speicher lassen sich in zwei Hauptgruppen unterteilen:

- Sekundärbatterien mit internem Speicher
- Sekundärbatterien mit externem Speicher

Schematisch lassen die beiden Gruppen entsprechend Abbildung 34 unterscheiden.

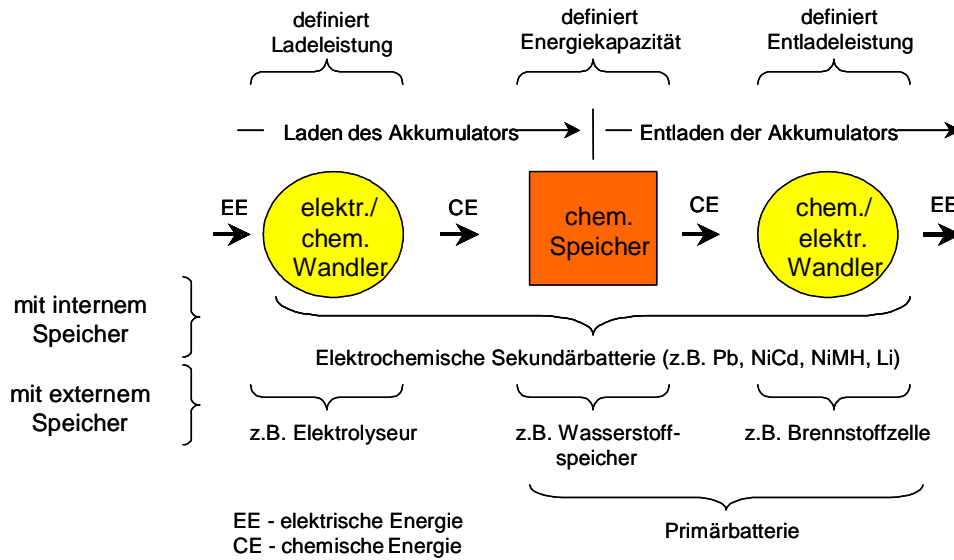


Abbildung 34: Schematische Darstellung des Aufbaus von elektrochemischen Speichern mit der Unterscheidung in Systeme mit internem und mit externem Speicher

Die Zahl der Materialkombinationen, aus denen elektrochemische Batterien oder Akkumulatoren mit internem Speicher gebaut werden können, ist sehr groß. Eine Reihe davon haben Einsatzbereiche in Spezialanwendungen, in denen besondere Anforderungen z. B. an Energiedichten, Selbstentladefestigkeit oder Temperaturbereich gestellt werden. Als kommerziell verfügbare Batterietechnologien für den hier diskutierten Einsatz in Stromnetzen kommen aber derzeit nur Bleibatterien und NiCd-Batterien in Frage. Ein interessantes technisches Potential weisen Lithium-Ionen- und NiMH-Systeme sowie NaS und NaNiCl-Hochtemperaturbatterien auf. Diese Technologien werden nachfolgend kurz diskutiert. Die charakteristischen Daten der verschiedenen Batterietypen sind in Abbildung 35 in Form eines Ragone-Diagramms dargestellt.

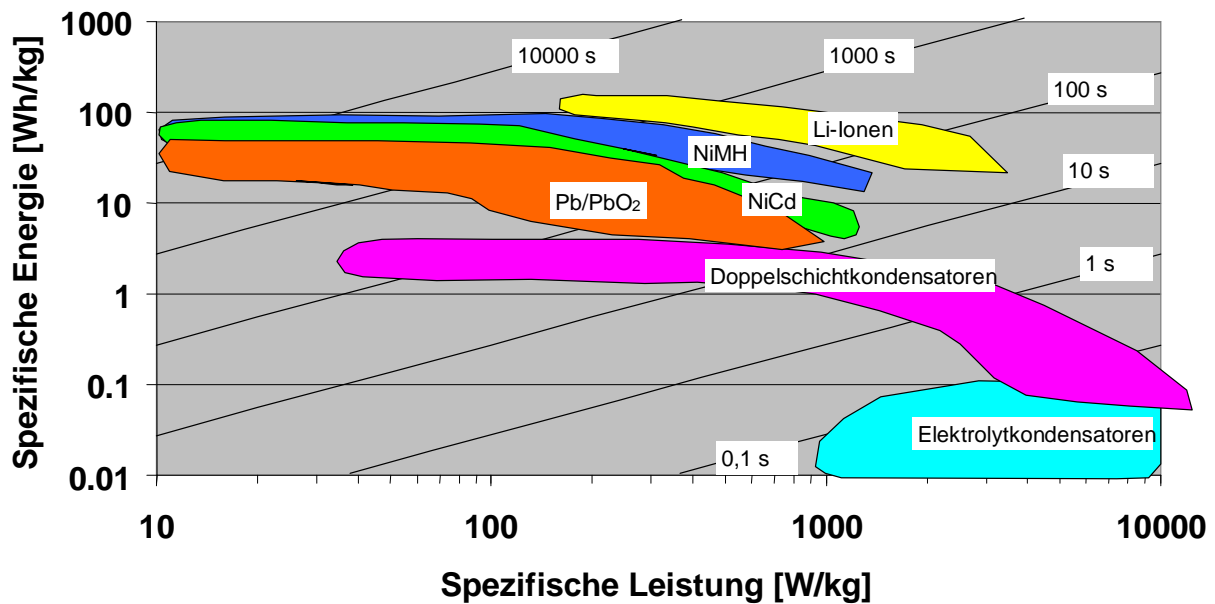


Abbildung 35: Rangone Diagramm mit Darstellung der spezifischen Leistung und spezifischen Energie bezogen auf das Gewicht.

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 und die Wasserstoffspeichersysteme.

5.11.1 Blei-Säure-Batterien

Die wichtigste Speichertechnologie bezogen auf die installierte Batteriekapazität weltweit ist der Blei-Säure-Akkumulator. Abbildung 36 zeigt den Aufbau von Bleibatteriezellen. Poröse Aktivmassen mit hoher innerer Oberfläche werden zu Elektroden verarbeitet. Positive und negative Elektroden bilden eine Batteriezelle, die in großen Anlagen durch Parallel- und Serienschaltung zu großen Kapazitäten verschaltet werden können. Die Größe der Anlage ist modular erweiterbar.

Blei-Batterie: Aufbau

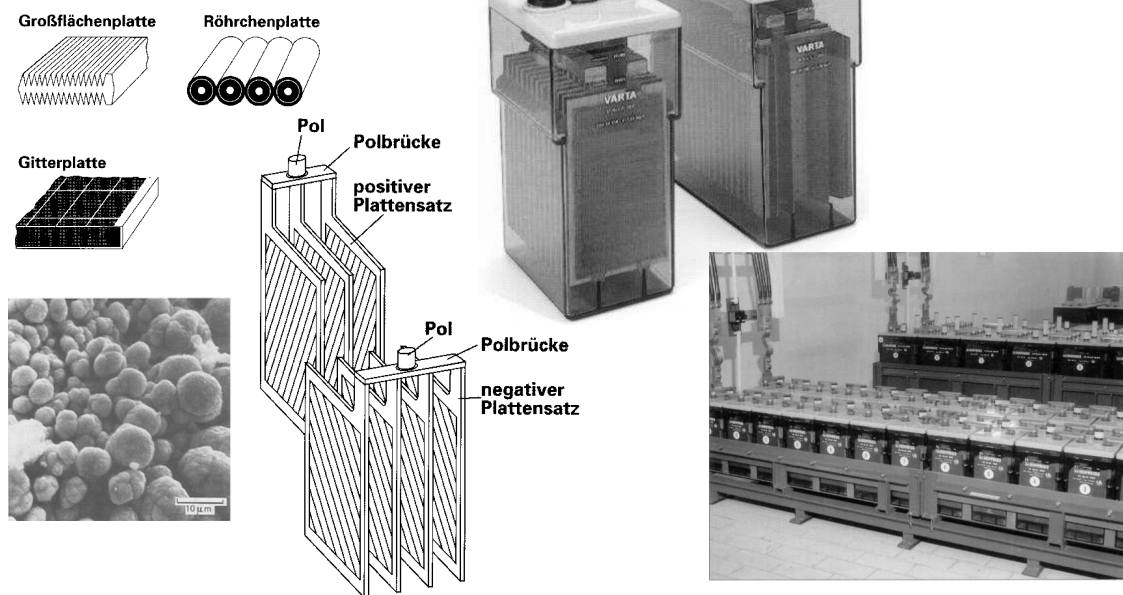


Abbildung 36: Aufbau einer Batterieanlage aus Bleibatterien¹⁷

Die wichtigsten Eigenschaften, der hauptsächlich aus den Materialien Blei, Schwefelsäure und Kunststoff aufgebauten Bleibatterien, sind Energiedichten um 25 – 40 Wh/kg bzw. 25 - 40 kg/kWh (gravimetrisch) und 75 – 120 Wh/l bzw. 8 - 13 l/kWh (volumetrisch) bei Zyklenwirkungsgraden um 80 - 90 %. Stationäre Bleibatterien hoher Qualität erreichen Lebensdauern von 6 - 12 Jahren bei Zyklenlebensdauern um 2000 Zyklen bei 80% Entladetiefe. Erheblich höhere Energiedurchsätze können erreicht werden, wenn eine geringere Zyklientiefe verwendet wird. Die in Abbildung 37 gezeigte Batterieanlage erreichte im teilzyklischen Betrieb einen äquivalenten Energieumsatz von 7000 Zyklen. Die Kosten für die Batterie liegen je nach Qualität und zu erwartender Lebensdauer für Industriebatterien zwischen 100 und 300 Euro/kWh. Das Kostensenkungspotential lässt sich abschätzen, wenn man die Kosten für Blei-Starterbatterien aus vollautomatischer Produktion und einer Fertigung von mehreren Millionen Stück pro Jahr und Fabrik betrachtet. Die Abgabepreise an die Automobilhersteller liegen bei etwa 25 Euro/kWh. Hochwertige Industriebatterien weisen etwa doppelt so hohe Materialkosten auf. Industriebatterien werden in Europa zu nahezu 100% gesammelt und recycelt. Aus dem Blei werden wieder Bleibatterien hergestellt. Über 70% des weltweiten Bleiverbrauchs geht heute in die Batterieindustrie.

¹⁷ Quelle: Varta

Eingesetzt werden verschlossene Batterien mit interner Gasrekombination (Gel- oder Vlies-Technologie) und geschlossene Batterien mit flüssigem Elektrolyt. Während die verschlossenen Batterien einen deutlich geringeren Wartungsaufwand aufweisen und durch geringere Ausgasung auch verringerte Anforderungen an die Batterieraumbelüftung bieten, werden mit geschlossenen Batterien längere Lebensdauern erreicht.

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. Daher muss bei Anwendungen mit kurzen Entladezeiten (z. B. USV-Systeme für wenige Minuten) sehr viel Kapazität installiert werden, wodurch auch die Gesamtkosten deutlich ansteigen.

Im Bereich der Starterbatterien und der Elektrotraktion (Gabelstapler, Rollstühle, etc.) werden nahezu ausschließlich Bleibatterien eingesetzt, die je nach Anwendung auf hohe Leistungsfähigkeit oder hohe Zyklenlebensdauer hin entwickelt werden. Dabei ist die Bleibatterie trotz der genannten Nachteile aufgrund der geringen Kosten äußerst wettbewerbsfähig. Bei hochwertigen Bleibatterien in Anwendungen mit starker zyklischer Belastung lassen sich durch ein gutes Batteriemangement und einer zusätzlichen Säureumwälzung bei Batterien mit flüssigem Elektrolyt erhebliche Lebensdauererweiterungen erreichen.

Batteriespeicheranlagen 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. Die größte bislang in Deutschland errichtete Anlage war die 17 MW-Anlage der BEWAG, die 1986 in Berlin zur Frequenz- und Spannungsstabilisierung des damals noch als Inselnetz betriebenen Westberliner Stromnetzes eingesetzt wurde. Die Speicherkapazität von 14 MWh wurde zwei- bis dreimal am Tag vollständig bei allerdings geringer Zyklentiefe durchgesetzt. Die Anlage erreichte mit insgesamt 7000 Nennladungsumsätzen eine für Bleibatterien ungewöhnlich lange Lebensdauer. Abbildung 37 zeigt die aus insgesamt 7080 Zellen des Typs OCSM (positive Panzerplatte, negative Elektrode mit Kupferkern) mit jeweils 1000 Ah Kapazität (zusammengefasst in Modulen zu 5 Zellen) aufgebaute Anlage. Der geplante Zubau weiterer Anlagen gleicher Bauart in Berlin wurde durch die Wiedervereinigung und der damit verbundenen Anbindung von Westberlin an das Europäische Stromnetz überflüssig und daher nicht mehr realisiert.

Tabelle 7: Übersicht über einige Batteriespeicheranlagen mit Bleibatterien, die realisiert sind und betrieben werden oder wurden.

Unternehmen	Leistung	Energie
BEWAG, Berlin, Deutschland	17 MW	14 MWh
Stadtwerke Herne, Deutschland	1,2 MW	1,2 MWh
Kansai Electric Power Company, Tatsumi, Japan	1 MW	4 MWh
Southern California Edison Company, Chino, CA, USA	10 MW	40 MWh
Vall Reefs, Godmine, Südafrika	4 MW	7,4 MWh
Hawaii Electric Light Company, Hauptinsel Hawaii	10 MW	15 MWh
Puerto Rico Electric Power Authority, San Juan, Puerto Rico	20 MW	14 MWh
Chugach Electric Assn., Anchorage, Alaska, USA	20 MW	10 MWh
Golden Valley Electric Assn., Fairbanks, Alaska, USA	40 MW	17 MWh

5.11.2 Lithium-Ionen-Batterien

Lithium-Ionen-Batterien sind im Bereich portabler, mobiler Anwendungen (z. B. Laptop, Handy) innerhalb weniger Jahre zu der wichtigsten Speichertechnologie geworden. Die im Verhältnis zu Blei- oder NiCd-Batterien sehr hohen gravimetrischen Energiedichten von mehr 150 - 200 Wh/kg stellen in diesem Marktsegment einen entscheidenden Wettbewerbsvorteil da, so dass auch die bis heute noch hohen spezifischen Kosten durchgesetzt werden können. Durch Massenproduktion der Standardzelle 18650, die in den meisten Anwendungen eingesetzt wird und in Stückzahlen von Milliarden pro Jahr hergestellt werden, konnten die Kosten für diese Zellen inzwischen auf etwa 270 – 300 US\$/kWh gesenkt werden, was einer Kostenreduktion um den Faktor 6 in den letzten 13 Jahren entspricht.

Bei der Diskussion von Lithium-Batterietechnologien muss darauf hingewiesen werden, dass hier nicht von einem einheitlichen Materialkonzept wie z. B. bei Blei- und NiCd-Batterien ausgegangen werden kann. Es gibt eine hohe Zahl von Elektrolyten und Kombinationen von Elektrodenmaterialien, die jeweils zu unterschiedlichen Eigenschaften z. B. bzgl. der Nennspannung, der Lebensdauer oder der Sicherheit führen. Durch die große Zahl der möglichen Materialkombinationen gibt es auch nach wie vor hohe Entwicklungsanstrengungen und es ist bis heute nicht klar, welches der Konzepte die beste Kombination von Eigenschaften für den Einsatz im Bereich von großen Speichersystemen, wie sie im Netz- oder auch im

Elektrotraktionsbereich notwendig sind, haben wird. Schätzungen gehen von weltweiten jährlichen F&E-Ausgaben für Lithium-Batterien von rund 500 Millionen US\$ aus.

Neben den Lithium-Ionen-Batterien, die heute im Fokus der Entwicklung und des Marktes stehen, sind auch Lithium-Metall-Batterien möglich. Dabei wird das Lithium auf der Anode als Metall abgespeichert und nicht wie bei Lithium-Ionen-Batterien in einer Interkalationselektrode, die heute typischerweise aus einer Kohlenstoffmatrix gebildet wird. Prinzipiell höheren Energiedichten stehen höhere Sicherheitsrisiken bei Lithium-Metall-Batterien gegenüber, die sie heute für den Einsatz in mobilen und Consumer-Anwendungen unattraktiv machen. Dies könnte für große stationäre Anwendungen in einem professionellen und abgeschirmten Betriebsumfeld ggf. anders aussehen.

Neben der Entwicklung von neuen Anodenmaterialien stehen insbesondere die Kathodenmaterialien im Fokus der Entwicklung. Heute werden vor allem LiCoO_2 , LiNiO_2 , LiMnO_2 , Mischungen aus den vorgenannten Materialien, LiMn_2O_4 oder LiFePO_4 verwendet, die jeweils unterschiedliche Eigenschaften in Bezug auf Lebensdauer, Sicherheit sowie Leistungs- und Energiedichte aufweisen. Das Ziel ist neben der Optimierung der Eigenschaften die Minimierung der Kosten, in dem auf teure Materialien wie Co verzichtet werden kann.

Insbesondere ist bis heute nicht geklärt, wie weit die Zyklenlebensdauer noch angehoben werden kann. Teilweise wird aber bereits von Laborzellen mit mehr als 10.000 Zyklen berichtet. Standardprodukte mit 5000 Vollzyklen könnten kurzfristig am Markt verfügbar werden. Im teilzyklischen Betrieb (z. B. 5% Entladetiefe) wurden auch äquivalente Ladungsumsätze von über 30.000 Zyklen gezeigt. Dieser Parameter ist für die Gesamtökonomie der Speichersysteme von entscheidender Bedeutung. Die heute erzielten Leistungsdichten auf Zellebene von bis 3.500 W/kg (die vor wenigen Jahren noch für unmöglich gehalten wurden) sind bereits ausreichend für die meisten denkbaren Anwendungsfälle. Die hohe Zellspannung von bis 3,6 V/Zelle erleichtert den Aufbau von Speichersystemen mit hoher Spannung. Allerdings ist es notwendig, jede einzelne Zelle durch eine Sicherheits- und Schutzelektronik abzusichern. Ein sicherer Betrieb ist aufgrund der hohen Aktivität von Lithium-Metall und der hohen Energiedichte nur gewährleistet, wenn das Betriebsspannungsfenster sehr genau eingehalten wird. Da sich Zellen in Serienschaltungen individualisieren, reicht die Überwachung des Gesamtstrangs nicht aus.

Heute noch hohe Kosten im Bereich von 500 bis 2000 €/kWh für hochwertige Batterien und Fragen der Sicherheit stehen einer breiten Einführung in stationären und

automobilen Anwendungen noch im Wege. Derzeit werden am Markt Zellen bis maximal 100 Ah angeboten. Größere Zellen werden aus Sicherheitsgründen und aus mangelnder Nachfrage bislang nicht kommerziell gefertigt. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass die Lithium-Batterietechnologie zusammen mit der Blei-Batterietechnologie die wichtigste Akkumulatortechnologie mindestens in den nächsten 20 Jahren sein wird. Eine deutliche Steigerung der Energiedichte gegenüber dem heutigen Stand ist nur durch einen Umstieg auf Brennstoffzellentechnologien zu erwarten. Diese zeichnen sich allerdings durch eine wesentlich komplexere Systemtechnik aus und es bleibt abzuwarten, welche Technologie hier die Nase vorne haben wird. Für die stationären Anwendungen spielen vor allem Preis und Lebensdauer die entscheidende Rolle.

Während Lithium-Ionen-Batterien für den stationären Einsatz derzeit noch teuer sind und nur in Anwendungen mit kurzen Entladezeiten (z. B. für die 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 im Netz von größtem Interesse. Durch intelligentes Management kann entweder das Nachladen der Batterie so gesteuert werden, dass Schwankungen zwischen Angebot und Nachfrage ausgeglichen werden können oder durch bi-direktionale Anbindung kann auch positive Regelleistung zur Verfügung gestellt werden. Interessant sind die Fahrzeuge durch die große zu erwartende Leistung bei hoher Durchdringung von batteriegetriebenen Fahrzeugen. Geht man von einer Batteriekapazität von 10 kWh und dem Anschluss durch ein Ladegerät mit 3 kW Leistung aus, ergibt sich bereits bei einer Durchdringung von 10% der Fahrzeuge mit Batterie eine theoretische Anschlussleistung von knapp 14 GW und 46 GWh. Daher soll im folgenden kurz der Status von Lithium-Ionen-Batterien für automobilen Anwendungen diskutiert werden.

Lithium-Ionen-Batterien weisen mit Energiedichten bis zu 150 Wh/kg die höchsten Werte unter den aufgeführten Batteriesystemen auf. Im Bereich portabler Anwendungen werden bereits 200 Wh/kg erreicht. Ihre Leistungsdichte beträgt zwischen 300 W/kg und mehr als 3000 W/kg und ist damit auch deutlich größer als bei Nickel-Metallhydrid-Batterien. Aufgrund eines großen Marktes befinden sich Lithium-Ionen- bzw. Lithium-Polymer-Akkus trotz einer im Vergleich zu den anderen Systemen geringen Entwicklungszeit in einem relativ weit fortgeschrittenen Entwicklungsstadium. Allerdings sind weitere geringe Steigerungen hinsichtlich der Energiedichte und vor allem der Leistungsdichte denkbar. Bedenken im Bereich der Sicherheit werden durch aufwändige Batteriemanagementsysteme und Temperiereinrichtungen sowie

spezielle Materialien (z. B. keramische Separatoren) zunehmend ausgeräumt. Ein Restrisiko bleibt aber und ist nicht weg zu diskutieren.

Ob diese Batterien für den Einsatz in Elektrofahrzeugen geeignet sind, hängt im Wesentlichen von den Kosten ab. Es kann aber sicher davon ausgegangen werden, dass bei Erreichen von signifikanten Produktionszahlen Kosten im Bereich unter 300 Euro/kWh realisiert werden.

Insgesamt kann festgestellt werden, dass die Anforderungen (halbe bis eine Million Mikrozyklen für Hybridfahrzeuge, 10 bis 15 Jahre Standzeit, 5000 Vollzyklen für Elektroautos) an Batterien für Hybrid- und Elektrofahrzeugen von Li-Ionen-Batterien erreicht werden können. Dies wurde im Labor nachgewiesen und zwar an Zellen von der Größe, wie sie im Feld zum Einsatz kommen sollen. Es konnte gezeigt werden, dass durch Begrenzung der Zyklierung auf den Bereich von 0 bis 75% SOC die Zyklenlebensdauer um den Faktor 3 bis 4 verbessert werden kann. Damit wird auch mit den am Markt befindlichen Batterien die erforderliche Lebensdauer erreicht.

Für die Anwendung in der Hybrid- oder Elektroautoantriebstechnik dürfte die Weiterentwicklung der Leistungsfähigkeit nicht von großer Bedeutung sein. Teilweise werden die Ergebnisse noch mit Materialien erreicht, die man aus Kostengründen gerne vermeiden würde. Es ist aber festzustellen, dass es sich bei der Lition-Technologie noch um eine relativ junge Technologie handelt und eine große Zahl von Materialoptionen für die Weiterentwicklung besteht. Von daher ist davon auszugehen, dass bei der entsprechenden Marktnachfrage und den daraus folgenden F&E-Aktivitäten weitere Materialien auf den Markt kommen werden.

Eine Entwicklungsrichtung ist der Einsatz von Titanat als Anodenmaterial. Die Titanatelektroden weisen kaum eine Alterung auf und damit ist der Schwachpunkt der Graphitelektroden eliminiert. Dafür wird aber die Energiedichte erheblich reduziert, da die Ruhespannung deutlich geringer ist. Insgesamt ist das Potential für ausreichende Lebensdauer und Sicherheit durchaus vorhanden, zumindest auf Kosten der Energiedichte.

Sicherheitsaspekte gelten als wichtigster Grund dafür, dass Lithium-Ionen-Batterien bislang nicht in Hybrid- oder Elektrofahrzeuge in Großserien eingesetzt worden sind. Lithium als Metall ist hochreaktiv und entwickelt bei Kontakt mit Sauerstoff sehr hohe Temperaturen. Auch die Reaktion zwischen Lithium-Metall-Oxiden und dem Elektrolyten kann zu erheblicher Wärmeentwicklung führen. Das zentrale Problem dabei ist, dass mit zunehmender Wärme eine Zersetzungsreaktion der klassischen Metall-Oxid-Materialien stattfindet, die Sauerstoff freisetzt. Dieser steht wiederum für weite-

re Reaktionen zur Verfügung und so kann es zu einer selbstbeschleunigenden Reaktion kommen, in deren Folge die Zellen explodieren oder in Brand geraten können.

Im Jahr 2006 wurden über 10 Millionen Laptop-Akkupacks nach dem Abbrand mehrere Akkupacks vom Hersteller zurückgerufen. Als Grund für die Schäden wird eine Verunreinigung des Materials angegeben. Wahrscheinlich ist es in der Folge zu Kurzschlussbrücken gekommen. Durch die Mikrokurzschlüsse kann lokal die Temperatur stark ansteigen und dann zur der oben beschriebenen Kettenreaktion führen.

Dies zeigt einerseits, wie wichtig insbesondere bei den klassischen Lithium-Ionen-Batterie-Materialien die Batterieüberwachung bzw. das Batteriemangement ist, andererseits aber auch die Empfindlichkeit gegenüber Fehlbehandlungen seitens der Ladeelektronik.

Besonderes Augenmerk gilt der Verbesserung der Sicherheit über die Wahl der Materialien und des Zelldesigns. So wurde z. B. von der Firma Saft in die Zellen für Fahrzeuge eine Sollbruchstelle in die Zelle eingebaut, die bei einem auftretenden Überdruck aufbricht und damit einen Druckabbau ermöglicht, bevor die Zelle explodiert. Zudem ist diese Sollbruchstelle so konzipiert, dass der Elektrodenwickel im Zellgehäuse verbleibt. Bei Zellen, die in Laptops verwendet werden, ist dies z. B. nicht durchgehend der Fall. Dadurch kann es dazu kommen, dass der heiße oder brennende Elektrodenwickel im Falle einer Explosion aus der Zelle geschleudert wird und damit eine erhebliche Brandgefährdung auftritt.

Eine weitere Maßnahme ist die Verwendung spezieller Separatoren. Die Firma Degussa (jetzt EVONIC) bietet unter dem Markennamen Separion® einen keramischen Separator an. Der Vorteil dieser Technologie ist, dass auch beim Auftreten sehr hoher Temperaturen der Separator nicht schmilzt und damit ein Kurzschluss zwischen den Elektroden zuverlässig verhindert wird. Bei den ansonsten eingesetzten Separatoren kommt es bei hoher Temperaturentwicklung zu einem Durchschmelzen und in Folge dessen zu einer Kettenreaktion.

Des Weiteren wird nach Materialien gesucht, die ein deutlich geringeres Risiko aufweisen. Dabei gilt das LiFePO_4 als Kathodenmaterial als wichtigste Option. Dieses Material ist intrinsisch sicher; es treten keine autothermen Reaktionen auf, die zu einer Kettenreaktion und damit Überhitzung der Zellen führen können.

Die Kosten für Lilonen-Zellen sind heute noch sehr hoch und liegen für Hochenergiezellen, die für den Einsatz im Kraftfahrzeug in Frage kommen, noch über 1000 €/kWh. Allerdings sind durch Massenfertigung erhebliche Economy-of-scale-Effekte zu erwarten.

Aus heutiger Sicht kann man aber versuchen abzuschätzen, wo die Preise hingehen können. Hochenergiebatterien mit Kapazitäten im Bereich von 100 Ah werden in China bereits zu Kosten von 300 €/kWh angeboten. Laptopbatterien (nur Zellen) kosten bei einem Produktionsvolumen von mehreren Milliarden Stück pro Jahr 220 €/kWh. Beide Batterien erfüllen in Bezug auf die Lebensdauer nicht die Automobilanforderungen. Zur Erreichung hoher Zyklenlebensdauer werden z. B. andere Kohlenstoffmodifikationen für die Anode verwendet, die deutlich teurer sind. Allerdings wird auf der Kathodenseite bei den Laptop-Batterien häufig noch ein hoher LiCoO_2 -Anteil verwendet, das als das teuerste unter den Kathodenmaterialien gilt. Mit dem Einsatz von LiFePO_4 kommt ein kostengünstiges Kathodenmaterial zum Einsatz und ermöglicht weitere Kosteneinsparungen. Erhebliche Anstrengungen zur Kostenreduktion sind notwendig bei Separatoren und Elektrolyten. Wenige Möglichkeiten gibt es bei der Kostenreduktion für die Aluminium und Kupfer-Folien als Ableiter und Träger des aktiven Materials.

Zieht man aber alle diese Aspekte in Betracht, so scheinen Preise im Bereich von 300 €/kWh für Hochenergiebatterien in den kommenden Jahren bei Etablierung und Absatz einer Massenfertigung realistisch. Dabei handelt es sich um die Abgabepreise der Zellhersteller. Das Packaging und die Managementsysteme kommen dann noch dazu. In 10 Jahren werden Batteriepacks für Elektrofahrzeuge unter 300 €/kWh kosten.

Der steigende Bedarf und das wachsende Interesse der Automobilindustrie sowie der Zulieferer an Speichertechnologie führt zu einer stetigen Zunahme von Herstelleraktivitäten in der Speichertechnologie.

Führend in der Herstellung von Lithium-Ionen-Batterien für den Massenmarkt sind traditionell Firmen aus dem asiatischen Raum. Außerhalb Asiens gibt es prinzipiell keinen Anbieter von Lithium-Ionen-Batterien für den Konsumermarkt. In Europa gibt es Erfahrungen im Bereich von Lithium-Ionen-Primärbatterien (nicht wiederaufladbar) und für aufladbare Lithium-Ionen-Batterien in Spezialanwendungen. Hier ist insbesondere die Firma SAFT zu nennen, die auch mit Mitteln des amerikanischen Militärs bereits über lange Zeit Produkt entwickelt. Die Erfahrungen aus dem Konsumermarkt sind insbesondere im Hinblick auf die Fertigungstechnologie von großer Bedeutung und bedeuten einen erheblichen Wettbewerbsvorsprung.

Weiter ist die Firma GAIA zu nennen, die Batteriepacks auf Lithium-Ionen-Basis für verschiedene Anwendungen liefert. Einige wichtige Lieferanten der Materialien sitzen in Deutschland, z. B. HC Starck, Südchemie oder Evonics (ehemals Degussa). Evonics stellt heute z. B. fertige Kathoden, Anoden und Separatormaterialien her.

Zusammen mit der Firma LiTec wird derzeit auch eine Fertigung von Zellen nach dem Coffee-bag-Design aufgebaut.

Verschiedene Firmen sind dabei, eine Produktion von Batteriepacks vorzubereiten. Dabei wird zunächst auf Zellen aus dem asiatischen Raum zurückgegriffen, teilweise aber auch mit dem Ziel auf Zellen aus deutscher Produktion zu wechseln. Continental Temic, Behr, Bosch und wohl auch Siemens bereiten sich darauf vor, als Batteriepack-Lieferant aufzutreten zu können. Diese werden dann sowohl das elektrische als auch das thermische Management beinhalten. Auch kleinere Entwicklungsdienstleister der Automobilindustrie arbeiten Lösungen, die zumindest in den ersten Prototypen oder Kleinserien zum Einsatz kommen sollen.

Der japanische Hersteller Lithium Energy plant den Einstieg in die Massenproduktion von LiFePO₄-Zellen ab nächstem Jahr und will 200.000 Zellen pro Jahr produzieren.

5.11.3 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. Allerdings konnten mit NiMH-Batterien darüber hinaus deutlich bessere gravimetrische Energiedichten als mit NiCd-Batterien erreicht werden, so dass NiMH-Batterien eine Zeit lang einen sehr hohen Marktanteil bei den portablen mobilen Anwendungen hatten. Heute ist dieser Marktanteil bereits wieder stark rückläufig, da die Lithium-Ionen-Batterien hier noch bessere Eigenschaften aufweisen. 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. Die gesamte Produktion für Hybridfahrzeuge stammt aber im Wesentlichen von nur zwei verschiedenen Herstellern weltweit. Im Consumerbereich gibt es dagegen weitere Anbieter.

Der Zyklenwirkungsgrad von NiCd und NiMH liegt auch aufgrund der geringen Zellspannung von nur 1,2 V nur bei etwa 70 % (gegenüber 90 bis 95 % bei Lithium-Ionen-Batterien und 80 bis 90 % bei Blei-Batterien, jeweils bezogen alleine auf die Batterie). Die Ladbarkeit der NiMH-Batterien nimmt bei Temperaturen über 45°C erheblich ab und auch die Entladbarkeit bei Temperaturen um –20°C ist für viele Anwendungen nicht mehr ausreichend.

Die Kosten liegen derzeit im Bereich der Lithium-Ionen-Batterien. Allgemein wird den Lithium-Batterien aber das größere Kostenreduktionspotential zugeschrieben. Der Betrieb von NiMH-Batterien ist gegenüber Lithium-Batterien sicherer und robuster bzgl. der Ladeverfahren und der erlaubten Spannungsfenster im Betrieb. Bei Betrieb

von langen Batteriesträngen kann bei NiMH und NiCd ebenso wie bei Bleibatterien ein Ladungsausgleich durch gezielte Überladung erreicht werden. Dies kann notwendig sein, um unterschiedliche Selbstentladung in Folge von Temperaturgradienten im Batteriesystem oder Unterschiede in Folge von Fertigungstoleranzen auszugleichen. Bei Lithium-Batterien ist dies nicht möglich und muss durch individuelle elektronische Lösungen erreicht werden.

Ein Einsatz in stationären Anlagen ist betriebswirtschaftlich nur dann attraktiv, wenn sehr gute Zyklenlebensdauern erreicht werden. Dazu wären Zyklenzahlen im Bereich von 20.000 notwendig, die bislang nicht nachgewiesen werden konnten, aber zum derzeitigen Zeitpunkt auch nicht ausgeschlossen werden sollten.

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°C noch eine gute Leistungsfähigkeit aufweist. Aus NiCd-Batterien sind ähnliche Großbatterien in Betrieb, wie sie für Bleibatterien beschrieben worden sind. Vor kurzem wurde z. B. in Alaska ein von SAFT und ABB errichtete Batteriespeicheranlage in Betrieb genommen (40 MW für 7 min., 26 MW für 15 min.). Gegenüber Bleibatterien werden bei höheren Kosten (Faktor 2 bis 3), geringerem Wirkungsgrad (ähnlich wie bei NiMH-Batterien) und besserer Tieftemperatureigenschaft längere Zyklenlebensdauern erreicht. Kritisch ist der Einsatz von Cadmium und daher steht die Technologie bei der EU auf der Prüfliste, die einem möglichen Verbot vorausgeht, das nur verhindert werden kann, solange keine alternativen Speichertechnologien zur Verfügung stehen. In Europa werden NiCd-Batterien im industriellen Maßstab von Hoppecke und Saft angeboten. Es steht eine Reihe von Technologievarianten zur Verfügung, mit denen jeweils die spezifischen Anforderungen (Lebensdauer, Zyklenzahl, Leistungsanforderung) optimiert werden können.

5.11.4 NaNiCl- und NaS-Hochtemperaturbatterien

Natrium-Nickel-Chlorid- (NaNiCl, auch Zebra-Batterie genannt) und Natrium-Schwefel-(NaS)-Batterien zeichnen sich gegenüber Blei-, Lithium-, NiCd- und NiMH-Batterien durch einen wesentlichen Unterschied aus: Nicht der Elektrolyt liegt in flüssiger Form vor, 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 Abkühlung der Batterie ist ein Laden oder Entladen nicht mehr möglich und es besteht die Gefahr des Bruchs des keramischen Elektrolyten

durch thermische Spannungen. 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 Zyklierung, sind aber ungeeignet für Anwendungen in unterbrechungsfreien Stromversorgungen mit langen Stand- und Wartezeiten.

Abbildung 38 zeigt schematisch den Aufbau einer NaS-Batteriezelle und eines Batteriepacks. Die Batteriepacks enthalten bereits das thermische Management und können vom Nutzer als Gesamteinheit in der Anwendung eingesetzt werden.

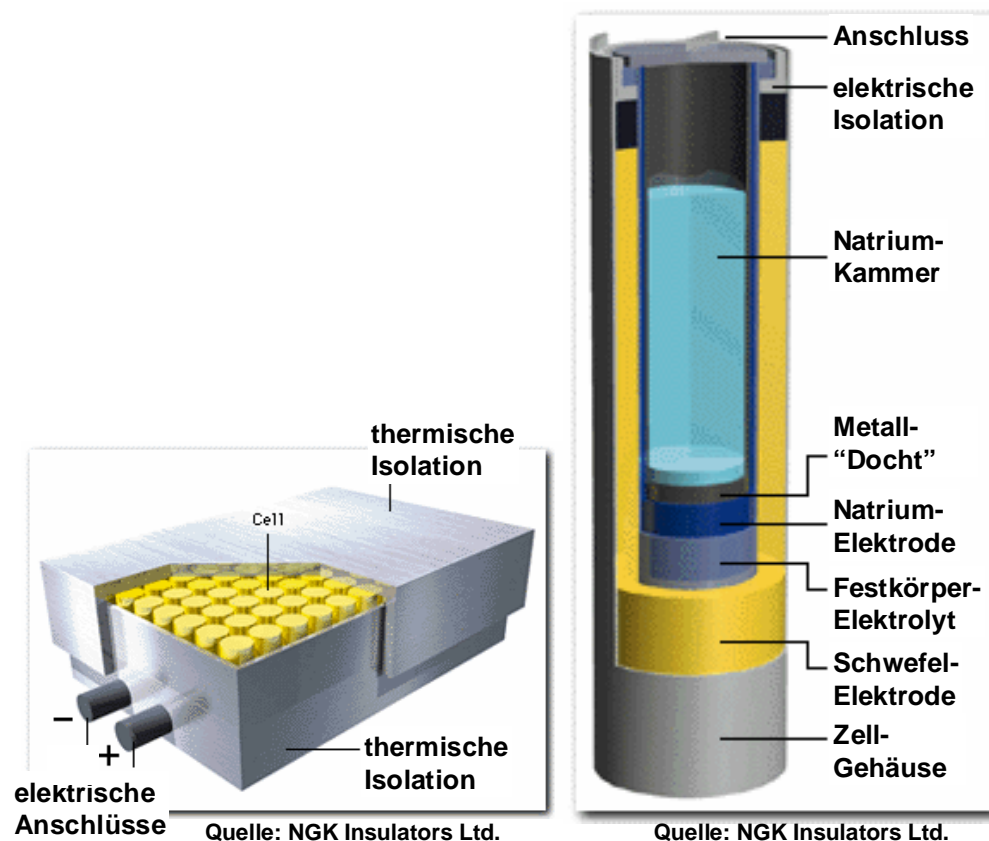


Abbildung 38: Schematischer Aufbau einer Natrium-Schwefel-Zelle (rechts) und eines Batteriepacks mit thermischen Management (links)

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. Der Zellhersteller MES-DEA und der Systemanbieter ABB haben kürzlich ein Batteriesystem mit einer Systemspannung von 6000 Volt in Betrieb genommen.



Abbildung 39: Natrium-Schwefel-Hochtemperaturbatterie für den Load-Levelling-Betrieb (Tokyo Electric Power Company, Tsunashima – 6 MW, 48 MWh)

NaS-Batterien wurden in den 1980er Jahren als eine interessante Technologie für vollelektrische PKW's angesehen. Aufgrund des hohen Risikopotentials verursacht durch das flüssige Natrium und den flüssigen Schwefel konnte sich die Technologie für diese Anwendung aber nicht durchsetzen. Inzwischen gibt es aber wieder Entwicklungstätigkeiten im Bereich der NaNiCl-Batterie und auch die NaS-Batterie wird vor allem in Japan 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 39.

Grundsätzlich bietet die Technologie das Potential zu geringen Kosten und hohen Zyklenlebensdauern. Die Firma NGK fertigt NaS-Batterien für den japanischen Markt (Load-levelling Anwendungen) und die Firma MES-DEA in der Schweiz überwiegend für stationäre Anwendungen. Damit gibt es für beide Technologien derzeit jeweils nur einen Hersteller.

5.11.5 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 (Abbildung 40). Da die Löslichkeit der Salze in den Elektrolyten typischerweise nicht sehr hoch ist, werden Energiedichten im Bereich der Bleibatterie erreicht. Die zentrale Ladeeinheit 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.

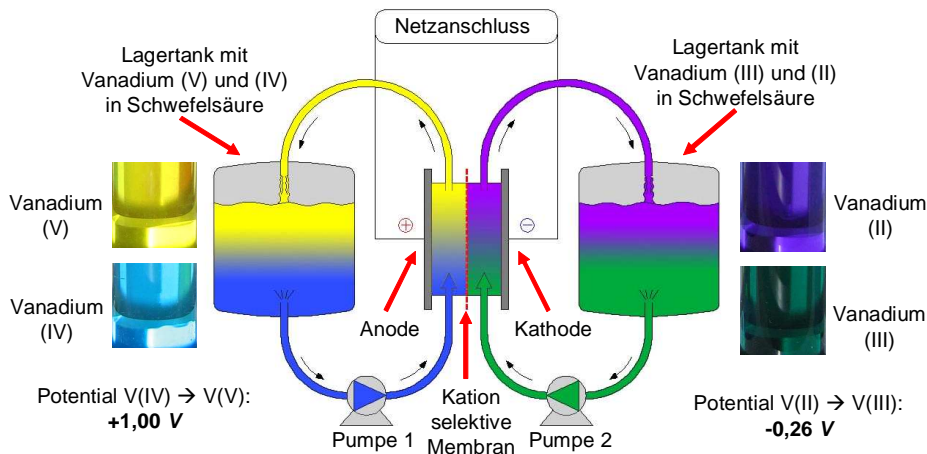


Abbildung 40: Schematische Darstellung einer Vanadium-Redox-Flow-Batterie mit den Tanks für die geladenen Massen und der zentralen Reaktionseinheit. Die Leistung des Speichersystems wird bestimmt durch die zentrale Reaktionseinheit, die Energiespeicherkapazität durch die Größe der Tanks

Redox-Flow-Batterien wurden bereits in den 1970er und 1980er Jahren intensiv für stationäre Anwendungen erforscht. Durch diverse Materialprobleme wurden die Aktivitäten aber drastisch reduziert und erst in den letzten Jahren wieder deutlich gesteigert.

Redox-Flow-Batterien arbeiten mit einem Elektrolyttank für jede der beiden Elektroden. Beim Lade- und Entladeprozess wird die Wertigkeit der Ionen des Salzes geändert. Wichtige Kombinationen von Salzen, die erprobt werden, sind u.a. Fe/Cr, Br₂/Cr, Vanadium und NaBr+Na₂S₄/Na₂S₂+NaBr₃ (Regenesys). Dabei ist die Vanadium-Redox-Batterie eine besonders interessante Variante, da Vanadium in vier verschiedenen Wertigkeitsstufen vorliegen kann und somit in beiden Elektroden Vanadium verwendet werden kann. Durch einen Ionendurchtritt durch die Membran (Crossing-over) in der zentralen Reaktionseinheit kann somit keine Verunreinigung erfolgen.

Abbildung 41 zeigt einen Prototyp einer Vanadium-Redox-Batterie und eine Konzeptstudie für eine großtechnische Redox-Flow-Batterie. Grundsätzlich eignet sich diese Batterietechnologie sehr gut für einen großtechnischen Einsatz, da der Bau großer Tanks sehr einfach und effektiv gemacht werden kann. Die Anlieferung des Elektrolyten mit dem gelösten Salz kann einfach und effizient über Tanklastwagen erfolgen.

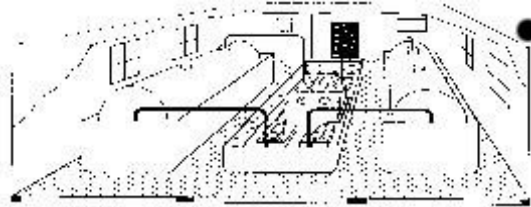


Abbildung 41: Links: Labormuster einer Vanadium-Redox-Batterie mit den Tanks für die positive und die negative Aktivmasse im Hintergrund und den Reaktionseinheiten und Pumpen in doppelter Ausführung im Vordergrund (Foto Fraunhofer ISE); Rechts: Konzeptstudie für eine Redox-Flow-Batterie im großtechnischen Maßstab für den Einsatz in Stromnetzen

Zuverlässige Angaben über Lebensdauern der zentralen Reaktionseinheiten und der Elektrolyten gibt es bisher kaum aus Anwendungen. Da keine der Komponenten strukturelle Änderungen beim Lade-/Entladeprozess erfährt, ist die Lebensdauer dadurch zunächst nicht begrenzt. Für Vanadium-Batterien werden in der Literatur Zyklenzahlen von mehr als 13.000 berichtet. Insbesondere bei den Vanadium-Batterien kann aber auf jeden Fall der Elektrolyt vollständig durch einen externen Recyclingprozess wieder regeneriert und damit ohne Verluste an Vanadium wieder verwendet werden.

Sehr schwierig ist noch die realistische Abschätzung der Kosten für derartige Batteriesysteme. Berechnungen gehen von Investitionskosten von 200 €/kWh aus, die aber noch wenig belastbar sind. Insbesondere das technisch interessante Vanadium-System hat den erheblichen strukturellen Nachteil der Knappheit von Vanadium auf dem Weltmarkt. Trotzdem werden Vanadium-Batterien inzwischen kommerziell am Markt angeboten. Die kanadisch-amerikanische Firma VRB-Power errichtet derzeit eine Reihe größere Anlagen, in Japan werden Anlagen schon seit längerer Zeit gebaut und betrieben, so dass Erfahrungen aus großtechnischen Anlagen bald zur Verfügung stehen. Es deutet einiges darauf hin, dass auch das Regenesys-System ein betriebswirtschaftlich interessanter Kandidat sein könnte. Allerdings gibt es wenig veröffentlichte Daten von der patenthaltenden Firma und einige angekündigte große Demonstrationsanlagen wurden bisher nicht in Betrieb genommen. Arbeiten an dem ebenfalls kostengünstigen System Fe/Cr wurden Anfang der 1990er Jahre weitgehend eingestellt, da es zu Problemen mit den Crossing-Over durch die Membranen

gekommen ist. Inwieweit neue Membranmaterialien hier zu einer Lösung der Probleme führen könnten, ist unklar.

Wirkungsgrade von 80 bis 85 % für Vanadium-Batterien konnten demonstriert werden. Unter Berücksichtigung des Energieverbrauchs für die Pumpen und die sonstige Elektronik kann man von Systemwirkungsgraden um 75 % ausgehen. Damit liegt der Wirkungsgrad erheblich über dem von Wasserstoffspeichersystemen. Eine Selbstentladung tritt quasi nicht auf. Die Elektrolyten müssen in der Regel in einem engen Temperaturfenster gehalten werden. Für Vanadium-Batterien liegt dies zwischen 15 und 40°C, was in stationären Anlagen in der Regel aber kein zentrales Problem darstellt.

5.11.6 Zink-Brom-Batterien

Zink-Brom-Batterien sind ein Zwitter zwischen Batterie mit internem und Batterie mit externem Speicher. Das negative Material besteht im geladenen Zustand aus gelöstem Zink und das positive Material aus gelöstem Brom. Die Flüssigkeiten werden zum Laden und Entladen in die zentrale Reaktionseinheit gepumpt.

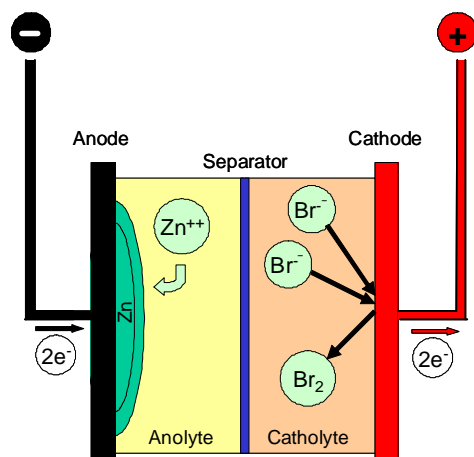


Abbildung 42: Schematische Darstellung einer Zink-Brom-Batterie

Dort wird das Zn als metallisches Zink auf der Elektrode abgelagert (siehe Abbildung 42). Das vorhandene Volumen für die Ablagerung begrenzt dabei die maximale Kapazität der Batterie. Daher ist eine unabhängige Planung von Leistung und Energie nicht in der gleichen Weise möglich, wie dies bei den eigentlichen Redox-Flow-Batterien der Fall ist.

Vom Hersteller ZBB Energy Corporation der Zink-Brom-Batterie werden mindestens 1500 Lade-/Entladezyklen bei 100% DOD als Lebensdauer angegeben. Die Herstellung der Batterie kann aus kostengünstigen Materialien erfolgen und hat daher ein

hohes Kostensenkungspotential bei automatisierter Massenproduktion. Derzeit befindet sich die Technologie in der ersten Phase der Kommerzialisierung.

Die Leistungsfähigkeit ist vergleichbar mit den Redox-Flow-Batterien bei etwas höherem Wirkungsgrad. Derzeit wird vom Hersteller ein sehr modulares System angeboten, bei dem einzelne Einheiten etwa 50 kW haben. Aus dem Ruhezustand kann die Batterie in wenigen Sekunden Volllast abgeben.

5.12 Energiespeicherung im Verkehrssektor

Heute kommen im Verkehrssektor überwiegend Kraftstoffe zum Einsatz, die aus den fossilen Energieträgern Erdöl und Erdgas gewonnen werden. Beide Quellen sind endlich und die absehbare Verknappung treibt bereits heute den Preis für Kraftstoffe extrem in die Höhe. Prinzipiell wäre es zwar auch möglich andere fossile Quellen wie Teersande oder Methanhydrat zu nutzen oder aus Kohle synthetische Kraftstoffe herzustellen, da diese bei einem hohen Energiepreisniveau wirtschaftlich genutzt werden können. Einerseits verlängern diese die Verfügbarkeit fossiler Ressourcen auch nur um wenige Jahrzehnte, andererseits spielt aber die Reichweite der Vorräte nur noch eine untergeordnete Rolle, da aufgrund der Klimaproblematik eine möglichst kurzfristige Abkehr von fossilen Energieträgern angestrebt werden muss.

Als Alternative bieten sich erneuerbare Energieträger an. Bereits heute werden aus Pflanzen Kraftstoffe wie z.B. Biodiesel, Alkohol (Ethanol) oder Biogas gewonnen und entweder den herkömmlichen Kraftstoffen beigemischt oder auch direkt genutzt (z.B. Ethanol in Brasilien). Dies gilt jedoch nicht als tragfähiges Konzept auf breiter Front, da bei hoher Marktdurchdringung sehr große Anbauflächen erforderlich sind, die dann in Nutzungskonkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion stehen. Selbst bei den heute noch geringen Anteilen, hat dies in jüngster Zeit bereits die Preise für Nahrungsmittel, insbesondere für Mais, nach oben schnellen lassen. Für Deutschland und Europa wurde abgeschätzt, dass Biokraftstoff aus eigenen Quellen nur maximal 30% des Bedarfs für den Straßenverkehr abdecken kann. Realistisch, d.h. unter Berücksichtigung wettbewerblicher Nutzung in anderen Sektoren, z.B. für die stationäre Energieversorgung bzw. andere Transportanwendungen (Flugzeug, Bahn, Schifffahrt), schrumpft diese Zahl auf weniger als 10%.

Darüber hinaus zeigt ein einfaches Rechenbeispiel die Überlegenheit der direkten Stromerzeugung (Photovoltaik, Wind) gegenüber der Biomassenutzung. Von den Entwicklern der biomass-to-liquid-Prozesse (BTL), mit denen die Nutzung auf alle Arten von Biomasse ausgeweitet werden soll, wird ein Ertrag als Kraftstoff für etwa 60.000 Fahrzeugkilometer pro Hektar Land angegeben. Damit wird der Ertrag ge-

genüber den heutigen Biodieselprodukten bereits um einen Faktor 4 gesteigert. Nutzt man in Deutschland den gleichen Hektar stattdessen für die Stromproduktion aus Photovoltaik, so erhält man unter sehr konservativen Abschätzungen Strom für mindestens eine Million Fahrzeugkilometer. Dabei ist eine Flächenbelegung von einem Drittel angenommen, die auf der gleichen Fläche z.B. auch noch extensive Viehwirtschaft ermöglicht und ohne Düngung und Flächenversiegelung auskommt.

Diese Erkenntnis hat - neben technischen Problemen bei der Nutzung von Biokraftstoffen in älteren Motoren - dazu geführt, dass die ursprünglich gesetzten Ziele zur Nutzung von Biokraftstoffen wieder nach unten korrigiert werden mussten. Darüber hinaus bleibt bei Verbrennungsmotoren das Problem des sehr schlechten Wirkungsgrades und der lokalen Emissionen, die insbesondere in Ballungsräumen zu hohen Belastungen der Luft mit Abgasen und Feinstaub führen. Es muss daher nach neuen, umweltverträglichen Konzepten gesucht werden. Dieser Forderung wird auch durch die Politik in Form von Verordnungen und Gesetzen Nachdruck verliehen und führt - wie am Beispiel Kalifornien zu sehen - dazu, dass Automobilhersteller gezwungen werden, einen bestimmten Anteil ihres Fahrzeugangebotes als Null-Emissions-Fahrzeuge anzubieten. In Europa verstärkt die gesetzliche Forderung einer Verbrauchsobergrenze von 120 g CO₂ / km die Bemühungen der Hersteller nach effizienten Antrieben.

Als schnell umsetzbare Lösungen bieten sich Hybridantriebe an, d.h. die Kopplung von Verbrennungsmotor und Elektromotor mit Batteriespeicher, die die Antriebseffizienz im durchschnittlichen Fahrzyklus deutlich steigern können. Als so genannte Plug-in Hybridfahrzeuge - also mit Netzanschlussmöglichkeit - bieten sie auch noch die Möglichkeit der Diversifizierung der Energieträger für den Straßenverkehr durch Verdrängung eines Teils des importierten Mineralölbedarfs durch Strom aus dem öffentlichen Netz. Langfristig kommt aus heutiger Sicht als alternatives Konzept zu diesen Plug-in Hybridfahrzeugen nur noch Wasserstoff als Energieträger und dessen Nutzung in Brennstoffzellen in Frage, das den hohen Gesamtansprüchen aus Umweltverträglichkeit, Reichweite, Fahrleistung, Zuladung, niedrige Kosten und schnelles Betanken gerecht werden könnte. Obwohl es zunächst den Anschein hat, dass es sich hierbei um konkurrierende Technologien handelt, so ist es durchaus vorstellbar, dass sich diese Technologien sinnvoll ergänzen können, wie im Weiteren gezeigt wird. Beiden Konzepten ist dabei gemein, dass der Antriebsstrang elektrisch ist, so dass der hohe Wirkungsgrad von Elektromotoren zum Tragen kommen kann.

5.12.1 Wasserstoff und Brennstoffzellen

Die Herstellung von Wasserstoff mit Elektrolyseuren ist bereits in Kapitel 5.4 beschrieben. Während für die stationäre Wasserstoffspeicherung in unterirdischen Salzkavernen ein Druck von ca. 20 MPa (200 bar) angenommen wird, ist für die Nutzung in Fahrzeugen ein wesentlich höherer Druck (bis zu 70 MPa nominal) erforderlich, um die für Brennstoffzellen-PKW angestrebte Reichweite von mehreren hundert Kilometern zu ermöglichen. Hierfür kommen vorrangig Behälter aus Kohlefaser-Verbundwerkstoffen in Frage. Der Vorteil der Druckspeicherung gegenüber tiefkaltem Flüssigwasserstoff ist zum einen der geringere Energieaufwand zur Konditionierung des Hochdruckwasserstoffs (ca. 8 -13% des Energieinhalts in Abhängigkeit der Energiekette statt 15 – 30% beim Flüssigwasserstoff) und zum anderen die quasi unbegrenzte Lagerfähigkeit (Speicherdauer). Selbst gute Flüssigwasserstoffspeicher (Kryostaten) haben einen geringen Wärmeeintrag, so dass durch die damit verbundene Abdampftrate (boil-off) des flüssigen Wasserstoffs Stand-by-Verluste entstehen und die Speicherdauer bei den relativ kleinvolumigen Tanks im PKW stark begrenzt ist. Gleichzeitig besteht bei der privaten Nutzung von PKW die Wahrscheinlichkeit von längeren Stillstandzeiten (z.B. Urlaub), die nur sehr geringe Stand-by-Verluste zulassen.

Energie-Nutzungsgrad

Abhängig von den Eingangsenergien, den gewählten Einzelprozessen entlang der Versorgungskette von Produktion, Transport/Verteilung und Tankstelle bzw. der jeweiligen Prozessführung unterscheiden sich Effizienz, d.h. Ressourcennutzung, Treibhausgasemissionen und Kosten der Wasserstoffbereitstellung. Langfristig dürfte die Elektrolyse von Wasser mit erneuerbar erzeugtem Strom neben geringen Mengen an Wasserstoff aus Biomasse die einzig verbleibende nachhaltige Lösung darstellen.

Die Elektrolysepfade zeichnen sich gegenüber den fossilen Versorgungspfaden durch besonders niedrige Treibhausgasemissionen aber geringere Effizienz und heute noch höhere spezifische Wasserstoffbereitstellungskosten aus. In der gesamten Kette (Elektrolyseur - Verdichtung - Verteilung - Wiederverstromung in Brennstoffzellen) gehen etwa 2/3 bis 3/4 der eingesetzten Energie verloren. Dies kann auch durch den guten Wirkungsgrad von Elektromotoren im Antriebsstrang nur zum Teil wieder kompensiert werden. Würde der Wasserstoff statt in Brennstoffzellen in konventionellen Verbrennungsmotoren genutzt, dann wäre der Nutzungsgrad noch deutlich schlechter, nämlich etwa halb so groß. Die Bereitstellung von Wasserstoff als Kraftstoff macht also insbesondere dann Sinn, wenn Strom auf Basis erneuerbarer Ener-

gieträger in so großen Mengen zur Verfügung steht, dass er ohne Zwischenspeicherung im Netz nicht mehr direkt genutzt werden könnte. Entgegen der allgemeinen Annahme, dass der Verkehrssektor mit der Stromversorgung für den stationären Sektor im Wettbewerb steht, beschleunigt die zusätzliche Nachfrage für den Straßenverkehr die Ausbauraten der erneuerbaren Energien, da durch die damit entstehenden Speicherkapazitäten eine höhere Durchdringung möglich wird. Die Herstellung von Wasserstoff für den Verkehrssektor mit Strom, der in konventionellen thermischen Kraftwerken aus fossilen Primärenergieträgern erzeugt wird, macht hingegen, wie bereits erwähnt, energetisch und ökologisch keinen Sinn, selbst wenn man ihn heute noch kostengünstiger produzieren kann als mit Windstrom.

Markteinführung und erforderliche Infrastruktur

Ein weiteres Hemmnis bei der Einführung von Wasserstoff als Kraftstoff stellt derzeit die noch fehlende Infrastruktur für eine flächendeckende Versorgung dar. Gegenüber der heute verbreiteten Versorgungsstruktur stellt die Versorgung mit Wasserstoff einen Systembruch dar, da mit Ausnahme der Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor ein bivalenter Betrieb, d.h. mit wahlweise Wasserstoff oder Benzin nicht möglich ist. Ein Übergang erfordert daher eine ausgewogene und breit abgestimmte Vorgehensweise von Energieversorgern, Kraftstoffversorgern und Fahrzeugindustrie, in der eine flächendeckende Versorgung mit Wasserstoff als Kraftstoff ausgehend von Flottenanwendungen in den Ballungszentren (z.B. Fuhrparks) strategisch geplant werden muss, um einen entsprechenden Kaufanreiz für Kunden zu schaffen. Das dadurch anstehende hohe Risiko der erforderlichen Anfangsinvestitionen - insbesondere für die Tankstellen entlang der Versorgungskette - muss dabei durch die öffentliche Hand abgesichert und durch flankierende Maßnahmen unterstützt werden. Modellannahmen gehen jedoch davon aus, dass der anfangs nötige Investitionsbedarf im Verhältnis zu den heutigen Modernisierungs- und Bestandswahrungsinvestitionen für konventionelle Kraftstoffe relativ niedrig sein könnte. Dies liegt u. a. auch daran, dass das heutige Tankstellennetz aufgrund der Markenvielfalt viel dichter ist, als es der Bedarf erfordern würde. Unter den Modellannahmen zeigt der cash flow einen Verlauf, nach dem bereits etwa 2020 erste Gewinne ohne öffentliche Förderung möglich sind.

Der Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff unterscheidet sich im Vergleich mit Erdgas durch verschiedene Aspekte: Einerseits ist die Infrastruktursituation für Erdgas entspannter, da die meisten Fahrzeuge bivalent betrieben werden können und insgesamt das Erdgashandling technisch weniger aufwändig ist, andererseits erlaubt Wasserstoff nur einen monovalenten Betrieb, zeichnet sich aber durch eine deutliche Effizienzverbesserung durch den hohen Wirkungsgrad von Brennstoffzelle und Elekt-

roantrieb aus. Bei der Einführung von Erdgasfahrzeugen hat sich aber auch gezeigt, wie sensibel die Verbraucher auf Infrastrukturen mit geringer Dichte reagieren. Erdgasfahrzeuge haben sich langsam und immer noch in nur in kleinen Stückzahlen am Markt etabliert und ohne den bivalenten Betrieb wären die Reichweite von ca. 200 km und das dünne Tankstellennetz für die meisten Nutzer - trotz des derzeitigen Preisvorteils aufgrund der Steuerbefreiung - wohl inakzeptabel. Dabei sind auch immer Fahrten ins angrenzende Ausland mit in Betracht zu ziehen, so dass für neue Systeme ein internationaler Konsens mit verbindlichen Standards gefordert werden muss.

Ohne eine entsprechende flächendeckende Versorgung müsste die Nutzung von Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen zunächst auf einige lokale Anwendungen (z.B. städtische Fuhrparks) beschränkt werden, andererseits ist dieses jedoch auch eine sinnvolle Einführungsstrategie.

Um den Wasserstoff nachhaltig CO₂-frei zu produzieren, kommt nach Stand der Technik nur die Elektrolyse mit Strom in Frage. Die vollständige Umstellung der deutschen Fahrzeugflotte auf Elektrobetrieb würde einen Strombedarf im Fahrzeug von 90 bis 120 TWh notwendig machen. Bei Verwendung von Wasserstoff wären dazu mindestens 300 TWh Strom notwendig, was etwa 50% des heutigen Stromverbrauchs in Deutschland entspricht. Diese Zahlen zeigen, dass eine Umstellung auf Wasserstoff zusätzliche Stromerzeugungskapazitäten in nicht vernachlässigbarer Größenordnung notwendig macht. Dabei ist anzustreben, dass die Elektrolyseanlagen zur Wasserstoffherstellung vorzugsweise in der Nähe der Netzeinspeisepunkte aus den off-shore Windparks angesiedelt werden, um entsprechende Netzverstärkungen zu vermeiden oder zumindest zu reduzieren.

Wirtschaftlichkeit

Die Ergebnisse der Studie GermanHy haben gezeigt, dass Wasserstoff, der zu 100% aus Erneuerbaren Quellen stammt (ca. 8 cent/kWh_{el}), inklusive aller Kosten für Primärenergie, Produktion, Transport, Verteilung und Tankstelle bei hoher Marktdurchdringung für ca. 0,20 €/kWh_{CGH2} bezogen auf den unteren Heizwert bereitgestellt werden kann (ohne Steuern).

Bei diesen Wasserstoffkosten frei Tankstelle und einem Bedarf an elektrischer Energie im Fahrzeug von 15 kWh/100km ist bei Wasserstofffahrzeugen auf Brennstoffzellenbasis (angenommener elektrischer Wirkungsgrad: 47 %) langfristig mit reinen Energiekosten von 6,4 €/100km zu rechnen. Die ist etwa 50 % mehr als die Kosten, die bei einem verbrauchsarmen Fahrzeug mit Benzinmotor (6 l/100 km) bei heutigen Kraftstoffkosten (Basis: 130 \$/Barrel Rohöl; Wechselkurs: 1,45 \$/€ → 0,7 €/l) an der

Tankstelle anfallen, wenn man die Steuerbelastung herausrechnet. In Zukunft kann jedoch eine Reduzierung der Stromgestehungskosten bei der Windkraft und eine Reduzierung der Kosten für die Komponenten zur Produktion und Verteilung von Wasserstoff erwartet werden. Gleichzeitig werden die Preise für Rohöl und damit die Preise für Benzin und Diesel weiter ansteigen.

Interesse der Automobilindustrie

Wie zu Beginn des Kapitels bereits erwähnt, handelt es sich bei den Konzepten Wasserstoff-Brennstoffzellenfahrzeug und Batteriefahrzeug nicht um zwei grundsätzlich konkurrierende Technologien, sondern um Technologien, die sich durchaus sinnvoll ergänzen können z.B. in einem Brennstoffzellenhybridfahrzeug. Auch ein Brennstoffzellenfahrzeug wird immer einen elektrischen Energiespeicher (z.B. ein Batterie) an Bord haben, allein schon um Bremsenergie aufnehmen zu können. Daher ist es nicht verwunderlich, dass die meisten Automobilhersteller mit großem Interesse die Entwicklungen in beiden Sektoren verfolgen bzw. selbst vorantreiben. Die strategische Führerschaft auf dem Weg zur Kommerzialisierung von Wasserstofffahrzeugen wurde von Daimler, GM, Honda und Toyota übernommen, gefolgt von Hyundai/Kia, BMW und Mazda (wobei die beiden letzteren auf Wasserstoffverbrennungsmotoren setzen).

Unterstützend für die Kommerzialisierung wirkt das so genannte ZEV-Requirement von Kalifornien, das von den absatzstärksten Herstellern (large volume manufactures; Chrysler, Ford, GM, Honda, Nissan und Toyota und voraussichtlich in naher Zukunft BMW, Daimler, Hyundai/Kia und VW) die Lieferung von einer genau festgelegten und über den Lauf der Zeit steigende Anzahl von emissionsfreien Fahrzeugen verlangt. Teile dieser Forderung können nur mit Batterie- oder Brennstoffzellenfahrzeugen erfüllt werden.

Einige der Hersteller sind sich bereits sicher, dass Sie die erforderlichen Zielkosten bei den Brennstoffzellen erreichen können und bereiten die Markteinführung vor, derzeit hauptsächlich über Leasingkonzepte. Allerdings gehen die Meinungen zum Zeitpunkt der Marktreife stark auseinander; sie liegen im Bereich zwischen 2015 und 2030; z.B. gibt Honda in USA und Japan bereits erste Fahrzeuge in Kundenhand, obwohl sie erst für 2018 mit der vollständigen Kommerzialisierung und dem Verkauf mehrerer hunderttausender Fahrzeuge rechnen. Laut Aussage des Vorstandsvorsitzenden von Daimler, Dieter Zetsche, will sein Unternehmen 2015 mit der Serienfertigung von Brennstoffzellenfahrzeugen beginnen und geht davon aus, 100.000 Stück pro Jahr verkaufen zu können. Bereits in 2007 hat GM angekündigt, dass sie der erste Fahrzeughersteller sein wollen, der über 1 Million Brennstoffzellenfahrzeu-

ge gebaut hat. Da Toyota in der Hybridtechnologie die Führungsrolle übernommen hat, besteht für das Unternehmen zunächst kein Handlungsdruck um eine weitere neue Technologie zu etablieren. Dennoch gibt es die offizielle Aussage von Toyota, dass Brennstoffzellenfahrzeuge benötigt werden, da weder batterieelektrische Fahrzeuge noch Hybridfahrzeuge in der Lage sein werden, alle Kundenanforderungen zu erfüllen. Darüber hinaus hat sich Hyundai / Kia dazu bekannt, im Zeitraum 2012 – 2015 mit der Kommerzialisierung von Brennstoffzellenfahrzeugen beginnen zu wollen.

Sowohl GM als auch Daimler haben bereits jeweils mehr als 1,5 Milliarden € in die Forschung & Entwicklung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie investiert und damit ihr Engagement klar zum Ausdruck gebracht. Nun stellt auch die öffentliche Hand entsprechende Fördermittel zur Verfügung; auf EU-Ebene im Rahmen der Joint-Technology-Initiative Fuel Cells and Hydrogen (470 Mio. € für den Zeitraum 2008 – 2013) als auch auf nationaler Ebene im Rahmen des 5. Energieforschungsprogramms (200 Mio.€; 2005 – 2008) sowie des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) (500 Mio.€; 2007 - 2017). Zusammen mit den Eigenanteilen der partizipierenden Unternehmen (jeweils 50%) ergibt sich ein Gesamtbudget von 2,34 Milliarden €.

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 für den Durchschnittsfahrzeugbesitzer ermöglicht. Brennstoffzellen mit Wasserstoff sind hier 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 so den erheblich höheren Wirkungsgrad der direkten Batterieladung aus dem Netz zu nutzen (s.u.). Von daher ist in der Tat der eigentliche Wettbewerb nicht zwischen Batterie und Brennstoffzelle, sondern die Brennstoffzelle steht im Wettbewerb mit dem Verbrennungsmotor, den sie gewinnen wird, wenn die Kraftstoffkosten weiter steigen bzw. sich die Nutzung fossiler Brennstoffe sich aufgrund der CO₂-Problematik verbietet.

5.12.2 Hybrid- und reine Elektrofahrzeuge mit Batterien

Elektrofahrzeuge mit Batterien hatten lange Zeit in der Bevölkerung ein schlechtes Image. Die Entwicklungen, die vor mehr als 20 Jahren begonnen haben, hatten zunächst Bleibatterien an Bord. Diese waren schwer und die Haltbarkeit kurz. Meistens wurden zu Beginn auch nur konventionelle Serienfahrzeuge auf Elektroantrieb umgerüstet. Auch andere konventionelle Batterietechnologien (NiCd, NiMH) führten nicht

zum gewünschten Erfolg, da alle bislang entwickelten Elektrofahrzeuge das Manko der sehr begrenzten Reichweite haben. Die mit einer Ladung erzielbare Reichweite ist durch mögliche Größe und Gewicht einer Batterie sowie durch deren hohen Kosten stark eingeschränkt. Mit der vorübergehend favorisierten NaS-Hochtemperaturbatterie ließen sich zwar etwas größere Reichweiten erzielen, aber diese Technologie konnte sich aufgrund unterschiedlichster Probleme ebenfalls nicht durchsetzen. Die verwandte NaNiCl-Technologie, auch bekannt als ZEBRA-Batterie, wird dagegen aktuell in einer Reihe von Kleinserien- und Demonstrationsfahrzeugen eingesetzt.

Die Idee, dass man statt des relativ langsamen Ladens der Batterie, diese an „Tankstellen“ durch eine vollständig geladene Batterie ersetzen könnte, wird kontrovers diskutiert. Aktuelle Initiativen wie das Projekt „Better Place“ haben Verträge in Israel, Dänemark und anderen Ländern abgeschlossen, mit denen ein Wechselbatteriekonzept angeboten werden soll. Derartige Batteriewechselkonzepte verlangen eine Einigung aller Auto- und Batteriehersteller auf einen, allenfalls wenige standardisierte Batterietypen und den Aufbau einer entsprechenden flächen-deckenden Infrastruktur über Ländergrenzen hinaus, wenn man von Nischenlösungen (z.B. lokal angesiedelte Fuhrparks) absieht. Neben den elektrischen Anschlüssen ist dabei insbesondere auch noch das Wärmemanagement zu beachten. Ähnlich wie bei Wasserstoff wäre die Vorhaltung der erforderlichen Infrastruktur für den Batteriewechsel bei einer in der Markteinführungsphase nur geringen Verbreitung derartiger Fahrzeuge in großen Flächenländern eine wirtschaftliche Herausforderung oder bedarf erheblicher staatlicher Förderung. Außerdem ließe ein derartiges Konzept kaum Raum für zukünftige Entwicklungen, da man sich bereits früh auf ein System festlegen muss, das lange Zeit Bestand hat. Auch am Ende der Lebensdauer eines derartigen Fahrzeugs müsste ja die Versorgung mit geladenen Batterien noch gewährleistet werden. Bei batteriebetriebenen Geräten hat man bis heute keinen einheitlichen Standard erreicht, z.B. bei Laptops.

Neben den hohen Kraftstoffpreisen geben in jüngster Zeit mehrere Entwicklungen Anlass zur Vermutung, dass sich Elektrofahrzeuge nun schnell am Markt etablieren könnten:

Hybrid-Technik

Ursprünglich wurde die Hybrid-Technik (z.B. Kombination aus konventionellem Verbrennungsmotor und Elektromotor + Speicher) genutzt, um den Verbrennungsmotor möglichst in einem optimalen Betriebspunkt betreiben zu können und die Dynamik mit dem Elektromotor zu erzielen. Auch zur Rückgewinnung von Bremsenergie lassen sich derartige Konzepte nutzen (Generatorbetrieb). Hierfür ist nur eine relativ

kleine Batterie in der Größe heutiger Starterbatterien erforderlich, da die Reichweite durch den Tankinhalt bestimmt wird. Ein Netzanschluss wurde daher nicht benötigt. Allerdings ist eine sehr hohe Leistungsdichte erforderlich, um die notwendige Beschleunigungsleistung aus der kleinen Batterie zu erhalten. Mit diesem Konzept sind sehr verbrauchsarme Fahrzeuge (z.B. Toyota Prius) realisiert worden, die sich am Markt trotz höherer Investitionskosten steigender Beliebtheit erfreuen. Toyota will bis 2010 eine Million Hybridfahrzeuge jährlich verkaufen und bis 2020 die gesamte Fahrzeugflotte auf Hybridantrieb umstellen. Inzwischen werden auch weitere Hybrid-Konzepte (s. Abbildung 43 und Tabelle 8) untersucht und bei vielen Herstellern sind entsprechende Entwicklungsprogramme aufgelegt worden.



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

Abbildung 43: Varianten von Elektrofahrzeugen

Tabelle 8: Charakteristik verschiedener Varianten von Hybrid- und Elektrofahrzeugen¹⁹

Fahrzeugkonzept	Kurzbeschreibung	typische Spannung	Energiekapazität	Leistung	Technologie
Mikro-Hybrid	Stopp/Start, begrenztes regeneratives Bremsen mit dem Startergenerator	12 V	0,6 - 1,2 kWh 0,6 kWh + 50 Wh	2 kW / 10 kW	Blei-Säure Blei-Säure & SuperCaps Li-Ion ?
Mild-Hybrid	Stopp/start, reg. Bremsen, Beschleunigungsunterstützg., kein elektrisches Fahren	36 - 150 V	1 kWh	5 - 20 kW	lead-acid NiMH, Li-ion (HP)
Voll-Hybrid	Stopp/start, reg. Bremsen, Beschleunigungsunterstützg., elektrisches Fahren (kurz)	200 - 400 V	0,6 - 2 kWh	30 - 50 kW	NiMH, Li-ion (HP)
Plug-in Hybrid	Stopp/start, regeneratives Bremsen, elektrisches Fahren	200 - 400 V	3 - 10 kWh	30 - 70 kW	Li-ion (HE/HP) Blei-Säure ?, NaNiCl ?
Elektrofahrzeug	regeneratives Bremsen, rein elektrisches Fahren	200 - 400 V	10 - 30 kWh	30 - 70 kW	Li-ion (HE) NaNiCl ?
Brennstoffzellen-fahrzeug	<i>aus Sicht der Batterie im Wesentlichen vergleichbar mit einem Voll-Hybrid</i>	200 - 400 V	1 kWh	30 - 50 kW	NiMH, Li-ion (HP)

Fahrzeugkonzept	typische Zyklenbelastung	Lebensdauernanforderung	Leistung & Energie
Mikro-Hybrid	60 - 80% SOC, Mikrozyklentiefe 1%	einige 100.000 Mikrozyklen, 5 Jahre für Bleibatterien	5 - 10 kW beim Start 0,5 - 2 kW im Fahrbetrieb
Mild-Hybrid	40 - 60% SOC, Mikrozyklentiefe 2%	einige 100.000 Mikrozyklen	5 - 20 kW/kWh
Voll-Hybrid	40 - 60% SOC, Mikrozyklentiefe 5%	einige 100.000 Mikrozyklen	0,6 - 2 kW 30 - 50 kW/kWh 1 - 3 kW/kg
Plug-in Hybrid	20 - 100% SOC, Mikrozyklentiefe 2%	3.000 Vollzyklen plus einige 100.000 Mikrozyklen	3 - 10 kWh 5 - 15 kW/kWh > 100 Wh/kg
Elektrofahrzeug	20 - 100% SOC	3.000 Vollzyklen	10 - 30 kWh 3 - 5 kW/kWh > 150 Wh/kg
Brennstoffzellen-fahrzeug	direkt vergleichbar mit einem Voll-Hybrid		

Besonders vielversprechend erscheint dabei der sogenannte „Plug-in Hybrid“. Dieser Fahrzeugtyp hat eine etwas größere Batterie, die üblicherweise aus dem Netz geladen wird, wie der Name bereits sagt. Große Reichweiten werden mit einer Batterieladung nicht angestrebt und sind bei diesem Konzept auch gar nicht sinnvoll. Vielmehr sind die Fahrzeuge dafür prädestiniert z.B. im Innenstadtbereich rein elektrisch, also absolut emissionsfrei zu fahren. Eine Nachladung der Batterie ist auch während der Fahrt über den Verbrennungsmotor möglich (z.B. während Überlandfahrten), sofern dies gewünscht ist. Wie bei allen Hybridkonzepten trägt die Batterie dazu bei,

¹⁹ SOC: State of Charge, Ladezustand einer Batterie

das Betriebsverhalten des Verbrennungsmotors zu optimieren und damit den Kraftstoffverbrauch zu minimieren. Die Bremsenergie kann auch hier genutzt werden. Die Dimensionierung eines derartigen Fahrzeugs orientiert sich am durchschnittlichen Nutzungsverhalten. So ist bekannt, dass die innerstädtisch pro Fahrt zurückgelegten Entfernungen unter 10 km liegen. Von wenigen Ausnahmen abgesehen, besteht zwischen zwei Fahrten ausreichend Zeit zum Nachladen am Netz. Eine Reichweite von maximal 50 km mit einer Batterieladung ist daher für die meisten Nutzer absolut ausreichend. Insgesamt wird in Deutschland rund 63% der Fahrleistung auf Strecken unterhalb von 50 km erbracht. Mit einer doppelt so großen Batterie könnten dann nur noch weitere 17 % der Gesamtfahrleistung abgedeckt werden (s. Abbildung 44).

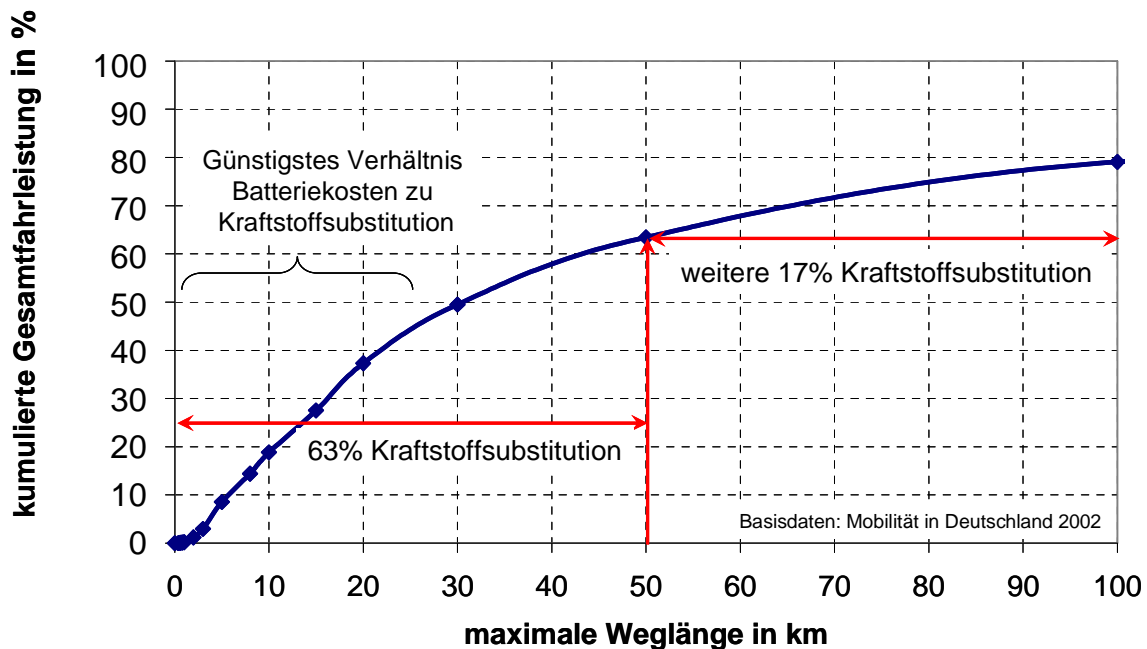


Abbildung 44: Kumulierte Fahrleistung als Funktion der Wegstrecke ²⁰

Eine typische Auslegung eines Plug-in Hybrid PKW könnte daher sein:

- Nennleistung de Elektromotors: 30 - 70 kW
- Nutzhalt der Batterie: 3 - 10 kWh
- Reichweite/Ladung: 20 - 50 km
- Ladeleistung (vom Netz): 3 - 5 kW

²⁰

Quelle: ISEA

Ladedauer (bei Vollladung): 1 - 3 h (bei 3 kW)

Obwohl theoretisch etwa 23 Stunden pro Tag für den Ladevorgang zur Verfügung stehen - die Fahrzeuge stehen die meiste Zeit abgestellt auf einem Parkplatz - wird nur ein kleiner Teil dieser Zeit für einen kompletten Ladevorgang benötigt. Statistisch wird ein Fahrzeug in Deutschland im Mittel 37 km pro Tag gefahren, wofür je nach Fahrzeugtyp zwischen 4 und 9 kWh notwendig sind.

Lithium-Ionen-Batterie

Für Hybrid-Fahrzeuge wird derzeit die Lithium-Ionen-Batterie favorisiert. Die Technologie dieses Batterietyps ist bereits in Kapitel 5.9.2 ausführlich beschrieben. Aufgrund der hohen Energiedichte ist sie für den mobilen Einsatz prädestiniert. Obwohl die Entwicklung größerer Batterien für den Einsatz in Fahrzeugen erst noch am Anfang steht, konnten bereits beachtliche Entwicklungserfolge erzielt werden. Auch das Sicherheitsproblem scheint durch die Entwicklung einer keramischen Separatorfolie oder durch inhärent sichere Materialien wie LiFePO₄ inzwischen weitgehend gelöst zu sein. In Anbetracht der hohen erwarteten Stückzahlen in einem Massenmarkt ist von einem deutlichen Entwicklungsschub auszugehen, der auch sinkende und damit akzeptable Preise erreichbar scheinen lässt. Die erwarteten Zyklenzahlen geben Anlass zur Hoffnung, dass während der Lebensdauer eines PKW ein Batteriewechsel nicht mehr nötig sein könnte. Ein weiterer Vorteil ist der hohe Zyklenwirkungsgrad, so dass man einschließlich Umrichterverluste beim Laden und Entladen auf einen sehr guten Gesamtwirkungsgrad von 85 % kommt (verglichen mit etwa 25...30 % bei der Wasserstoff-Alternative).

Das in USA für Reserven und Ressourcen zuständige U.S. Geological Survey gibt die verfügbaren Reserven an Lithium mit ca. 4 Mio. t und die jährliche Produktion mit 25.000 t (2007) an. Würde man annehmen, dass die gesamten verfügbaren Lithiumreserven dem Automobilssektor zur Verfügung stünden und dass pro Fahrzeug 1,5 kg Lithium benötigt würde, so könnten etwa 2,5 Milliarden Plug-in Hybridfahrzeuge mit Lithiumbatterien ausgestattet werden. Allerdings ist zu beachten, dass Lithium auch für andere Anwendungen z.B. für andere Batterieanwendungen, in der Glas- und Keramikherstellung, als Schmiermittelzusatz, als Zusatz zu Polymeren und Pharmazeutika, in Klimaanlage und zur Aluminiumherstellung eingesetzt wird. Daher wird eine detaillierte Analyse der Verfügbarkeit von Lithium dringend angeraten. Das Recycling von Lithium ist grundsätzlich möglich, wird aber heute wegen des geringen Preises noch nicht gemacht.

Markteinführung und erforderliche Infrastruktur

Da in der Regel ausreichend Zeit für einen Ladevorgang zur Verfügung steht (Langsamladung), kann die Ladung einer Batterie praktisch an jedem Netzanschluss erfolgen, also auch zuhause, in einem Parkhaus oder auf einem Firmenparkplatz. Dabei bedeutet Langsamladung die Aufladung für eine Reichweite von 50 km in etwa drei Stunden. Zu Beginn der Markteinführung sind also zunächst - außer einer geeigneten Steckdose und entsprechendem Verlängerungskabel - keinerlei Investitionen erforderlich. Dies stellt einen erheblichen Vorteil dar, da die anfänglich erforderliche Infrastruktur weitgehend vorhanden ist und selbst für eine relativ große Anzahl von Fahrzeugen und Verbreitung in der Fläche noch ausreichend wäre. Um von entsprechenden Sondertarifen und ggf. Steuerbefreiung profitieren zu können, wäre noch ein separater Zähler, ggf. mit Tarifschaltuhr oder Rundsteuerempfänger erforderlich. Durch den Rückgang von Nachtspeicherheizungen werden zusätzliche Netzkapazitäten frei, die dem Anschluss von Elektrofahrzeugen zur Verfügung stehen. Bei sehr hoher Marktdurchdringung ist darauf zu achten, dass die Ladung nicht gleichzeitig erfolgt. Da eine Schnellladung bei diesem Konzept nicht vorgesehen, aber auch in der Regel nicht erforderlich ist, kann der Aufwand für Ladestationen gering gehalten werden. Eine Netzverstärkung wird selbst dann allenfalls in wenigen Einzelfällen erforderlich werden. Fahrzeuge werden in Zukunft generell mit immer mehr Informationstechnik (Mobilfunk, Notruf, Navigationsgeräte, ...) ausgerüstet sein, so dass auch die informationstechnische Einbindung dieser Fahrzeuge in entsprechende Steuerungs- und Abrechnungssysteme nur mit relativ geringen Zusatzkosten verbunden sein wird. Sollte eine Ladung der Batterie einmal nicht möglich sein, stellt dies auch kein prinzipielles Problem dar, da man immer noch auf den konventionellen Antrieb mit Benzin, Diesel oder Erdgas zurückgreifen kann. Die Technik lässt sich also mit relativ geringen Kosten in das bestehende System integrieren und stellt insbesondere keinen Systembruch dar, was eine Markteinführung deutlich vereinfachen dürfte.

Interesse der Energieversorger / Netzbetreiber

Durch den zunehmenden Anteil von Stromerzeugern auf Basis erneuerbarer Energien mit fluktuierender Einspeisecharakteristik (Wind und Sonne) steigt die Notwendigkeit für eine stärkere Anpassung des Verbraucherverhaltens an das jeweils zur Verfügung stehende Dargebot dieser Energieträger. Im Rahmen eines Lastmanagements könnte eine Flotte von Elektrofahrzeugen insbesondere dann geladen werden, wenn Überschussleistung aus diesen Quellen zur Verfügung steht. Die einfachste Form der Einflussnahme könnte durch Rundsteuersignale, ähnlich wie heute bei

Speicherheizungen, erfolgen. Zusammen mit der Einführung von sog. „Intelligenten Zählern“ (smart metering) und durch die Nutzung moderner Kommunikationstechnologie könnte dann das Lastmanagement weiter verbessert werden, so dass auch sehr schnelle Reaktionszeiten denkbar sind, die einen Einsatz im Bereich der Primär- und Sekundärregelung möglich machen. Es kann durch das Starten und das Stoppen des Ladevorgangs sowohl positive wie auch negative Regelleistung zur Verfügung gestellt werden. Es wird auch bereits darüber nachgedacht, dass die Ladeleistung in Abhängigkeit von der Netzfrequenz geregelt wird (Statik), so dass sich diese Lasten automatisch z.B. an der Primärregelung beteiligen würden (Selbstregeleffekt). Um dem einzelnen Nutzer einen maximalen Nutzungsgrad des elektrischen Antriebs zur ermöglichen, muss ein lokales Energiemanagement überlagert werden, das die Interessen des einzelnen Nutzers wahrnimmt und z.B. dafür sorgt, dass zu einem vom Nutzer gewünschten Zeitpunkt die Batterie voll geladen ist, bzw. so weit geladen ist, dass dies für eine vorprogrammierte Fahrstrecke ausreichend ist. In der Zwischenzeit kann das Energiemanagement den Netznutzen aufgrund der Netzanforderungen maximieren. Sollte in ganz seltenen Fällen die Batterie einmal nicht bedarfsgerecht geladen sein, so stellt dies für den Nutzer auch kein Handikap dar, da in diesem Konzept immer noch auf den Verbrennungsmotor zurückgegriffen werden kann.

Bei höherer Marktdurchdringung könnte man dann auch noch einen Schritt weiter gehen und nicht nur den Ladevorgang beeinflussen, sondern zusätzlich auch die Speicherkapazität der Batterien nutzen, um bei Bedarf mit hoher Dynamik ins Netz zurückzuspeisen. Es ist also damit zu rechnen, dass Plug-in Hybrid Fahrzeuge in direkte Konkurrenz zu den hier beschriebenen großen stationären Speichern für Speicherzeiten zwischen Sekunden und einem Tag treten werden. Aufgrund der großflächigen Verbreitung könnten sie im Verteilungsnetz zusätzlich sogar weitere Aufgaben mit lokaler Ausrichtung, wie z.B. Engpassmanagement, übernehmen. Die Energieversorger / Netzbetreiber werden ihren Kunden daher entsprechende Tarif- und Vergütungsmodelle anbieten.

Durch den in der Vergangenheit gegenüber ursprünglichen Prognosen nur sehr moderaten Lastanstieg, stehen im Netz heute überwiegend ausreichende Kapazitäten zur Verfügung, so dass – wenn überhaupt – nur bei sehr hoher Marktdurchdringung und allenfalls punktuell von Netzausbaumaßnahmen auszugehen ist, zumal Ladevorgänge nicht unbedingt zu Spitzenlastzeiten stattfinden müssen.

Bei Annahme von 10 kWh Speicherkapazität und einer Anschlussleistung pro Fahrzeug von 3 kW stehen je nach Durchdringung des Plug-in Hybrid-Konzepts folgende Speicherleistungen und Speicherenergien zur Verfügung:

Tabelle 9: Speicherkapazität und Anschlussleistung bei unterschiedlicher Marktdurchdringung mit Plug-in-Hybrid-Elektrofahrzeugen

Durchdringung (Anteil PHEV an Fahrzeugbestand)	Anschlussleistung (3 kW / Fahrzeug)	Energiespeicher (10 kWh / Fahrzeug)	Anschlussleistung bezogen auf Spitzenleistung von 75GW	Energiespeicher bezg. auf mittl. täglichen Stromverbrauch von 1,6 TWh / Tag
1%	1,4 GW	4,6 GWh	1,8%	0,3%
10%	14 GW	46 GWh	18,4%	2,8%
20%	28 GW	92 GWh	36,8%	5,6%
50%	69 GW	230 GWh	92,0%	14,0%
100%	138 GW	460 GWh	184,0%	28,0%

Die Zahlen machen insbesondere auch im Vergleich zu den heute installierten Leistungen in Pumpspeicherkraftwerken und den an der Börse gehandelten Primär- und Sekundärreserveleistungen deutlich, welchen Einfluss die Fahrzeuge auf den Regelleistungsmarkt haben können. Sollte die Elektrifizierung nicht als Plug-in Hybrid (PHEV) erfolgen sondern als reines Elektrofahrzeug, werden die Zahlen allenfalls über den in der Tabelle angegebenen Werten liegen.

Eine langfristige Speicherung zum saisonalen Ausgleich oder als Reserve für länger andauernde Flauten ist damit allerdings - wie bei den meisten Speichertechnologien - nicht möglich. De facto können aber alle Speicheranforderungen, die auf einer Zeitskala von bis zu einem Tag ablaufen, mit den Fahrzeugen abgedeckt werden.

Interesse der Automobilindustrie

Die Firma Toyota kam als erste mit dem Hybrid-PKW Prius auf den Markt. Der Erfolg kam für viele Hersteller zunächst unerwartet. Inzwischen schenkt die Automobilindustrie jedoch der neuen Technik große Beachtung und bei nahezu allen namhaften Herstellern laufen entsprechende Entwicklungsprogramme für Hybrid- aber auch für rein elektrische Fahrzeuge. Die Entwicklung ist dabei nicht auf PKW beschränkt, sondern schließt auch Nutzfahrzeuge mit ein, z.B. Müllfahrzeuge mit häufigem Stop-and-Go aber nur geringer Kilometerleistung oder städtische Busse. In Fachkreisen gilt es inzwischen als ausgemacht, dass das Antriebskonzept zukünftiger Fahrzeuge in jedem Fall mit Elektromotoren erfolgen wird. Die Frage ist nicht mehr, ob die Elektrifizierung des Verkehrs kommt, sondern wann die entsprechenden Stückzahlen erreicht sein werden.

Interessant ist die Beobachtung, dass nun die Automobilindustrie zusammen mit den Stromversorgern und Netzbetreibern am gleichen Strang ziehen und gemeinsame Projekte auflegen. Neben der reinen Technologieentwicklung werden auch Finanzierungskonzepte für die anfangs sicherlich noch teurere Technik entwickelt.

Wirtschaftlichkeit

Geht man von einem Preis für Windstrom von etwa 8 ct/kWh aus, so ist hier unter Annahme eines Bedarfs von 15 kWh/100km und einem Zyklenwirkungsgrad von 85 % mit reinen Energiekosten von 1,41 €/100km (ohne Steuern und Abgaben) zu rechnen. Die reinen Kraftstoffkosten liegen damit deutlich unter den Kraftstoffkosten der Wasserstoff-Alternative. Berücksichtigt man noch die heute üblichen Netznutzungsentgelte (ca. 0,05 €/kWh für eine Abnahme des Stroms im Niederspannungsnetz, wobei Netzverluste bereits eingepreist sind, dann kommt man auf etwa 2,3 €/100km. Dies entspricht in etwa nur der Hälfte der Kosten, die bei einem verbrauchsarmen Fahrzeug mit Benzinmotor (6 l/100 km) bei heutigen Kraftstoffkosten an der Tankstelle anfallen, bzw. etwa einem Drittel der Wasserstoffkosten (s.o.) wenn man auch hier jeweils wieder die Steuerbelastung heraus rechnet. Bei dieser Kostenschätzung sind praktisch die Kosten für die gesamte erforderliche Infrastruktur enthalten, die allerdings keine öffentlichen Ladestationen beinhaltet. Andererseits ist damit zu rechnen, dass aufgrund des zu erwartenden Netznutzens (s.o.), ähnlich wie bei Strom für Speicherheizungen oder Wärmepumpen, für den Bezug von Ladestrom günstigere Netznutzungsentgelte angeboten werden. Die Kosten für die Batterie sind dabei in Analogie zur Brennstoffzelle auch hier nicht berücksichtigt. Die für die Langstrecke erforderliche Schnellbetankung erfolgt über konventionelle oder synthetische Kraftstoffe zu entsprechend höheren Kosten. Stellt man dem Netzbetreiber auch die Möglichkeiten zum Lastmanagement oder sogar zur Bereitstellung von Regelleistung zur Verfügung, so könnten die Energiekosten auch noch deutlich günstiger werden.

Sofern die Batterie auch zur Rückspeisung in das Netz genutzt wird, steigt die Zahl der Lade- und Entladevorgänge an, so dass sich die Lebensdauer der Batterie entsprechend verringert. Es wird erwartet, dass sich insgesamt ein Vorteil gegenüber zentralen Großspeichern ergibt, obwohl die Kosten heute noch nicht beziffert werden können.

Es ist allerdings auch davon auszugehen, dass die Vergütung für Speicherdienstleistungen bei einer hohen Durchdringungsrate von elektrifizierten Fahrzeugen deutlich zurückgehen wird, so dass die Gutschriften vor allem in der Anfangsphase für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Bedeutung sind. Da zunächst aber die Batteriekosten noch sehr hoch sind und erst durch Massenproduktion fallen können, ist der Zusatzverdienst eine wichtige Unterstützung der Markteinführung.

5.12.3 Roadmap für zukünftige Entwicklungen

Zunächst ist davon auszugehen, dass sich die Hybridfahrzeuge mit Verbrennungsmotor, wie sie schon heute in verschiedenen Modellen am Markt verfügbar sind, wei-

ter durchsetzen werden, da sie sowohl zu 100% auf die vorhandene Infrastruktur zurückgreifen, vom Nutzer in keinsten Weise Verhaltensänderungen oder -einschränkungen erfordern als auch eine spürbare Verbrauchsreduzierung ermöglichen.

Für reine Batteriefahrzeuge ist zu erwarten, dass die Automobilhersteller sich hier auf die unteren Fahrzeugsegmente konzentrieren werden, da es sich bei diesen Fahrzeugen häufig um Zweitwagen handelt, für die große Reichweiten im Normalfall nicht erforderlich sind. Erkennbar ist dieser Trend zum Beispiel an den Flottentests von Daimler (100 Elektroskarts in London) und BMW (500 Minis für Kalifornien). Für viele Nutzer, insbesondere in Familien mit 2 Fahrzeugen, würde sicher auch ein reines Elektrofahrzeug ausreichend sein. Hier muss aber noch eine Marktakzeptanz beim Kunden erreicht werden.

Als logische Konsequenz aus den beiden oben genannten Technologien ergibt sich der Plug-in Hybrid. Mit dieser Technologie kann der Anteil der mit konventionellem Antrieb gefahrenen Kilometer sukzessive zurückgenommen werden, ohne bereits zu Beginn eine vollständig neue Infrastruktur für die Kraftstoffversorgung (z.B. mit Wasserstoff) mit den entsprechenden Investitionen aufbauen zu müssen. Die Speicherkapazität, Platzbedarf und Gewicht der Batterie – und damit verbunden die Kosten für die teuerste Komponente – können so in vertretbarer Größe gehalten werden.

Aus diesen Gründen und aufgrund der effizienten Energienutzung ist davon auszugehen, dass Elektrofahrzeuge mit Batterien - insbesondere in der Plug-in-Hybrid-Variante mit einem konventionellen Verbrennungsmotor - die Fahrzeugentwicklung der kommenden Jahre prägen wird.

Insbesondere innerstädtisch ist damit zu rechnen, dass durch Anreizprogramme (z.B. freies Parken), Erhebung einer hohen Mautgebühr (wie in London) oder Sperrung von Stadtzentren für Fahrzeuge mit hohen Emissionswerten (ähnlich der heute bereits verbreiteten Umweltplakette), der Anteil der mit elektrischer Energie gefahrenen Kilometer stark zunehmen, wenn nicht sogar zur Regel werden wird. Wenn man bedenkt, dass in Deutschland ein Großteil aller gefahrenen PKW-Kilometer auf Strecken unter 50 km zurückgelegt werden - bei gleichzeitig höchstem spezifischem Kraftstoffverbrauch im innerstädtischen Stop-and-Go-Verkehr - zeigt dies das hohe klimarelevante Potential und rechtfertigt entsprechende Maßnahmen.

Vermutlich wird es bei Fahrzeugen der Mittel- und Oberklasse zur Einführung von Plug-in Hybriden kommen, bei denen dann langfristig der Verbrennungsmotor durch Brennstoffzellen ersetzt werden könnte. Die Frage der Infrastruktur für eine akzeptable Versorgung mit Wasserstoff ist nur über eine konzertierte Aktion gemeinsam

mit der Energiebranche zu lösen. Dies hat aber den Vorteil, dass beide Spieler davon profitieren können: Um die von den Automobilherstellern erwarteten hohen Stückzahlen an Fahrzeugen mit Brennstoffzellen in den Markt bringen zu können ist eine ausreichende Versorgungsdichte mit Wasserstofftankstellen erforderlich. Andererseits können nur auf diesem Weg die von der Energiebranche installierten Tankstellen hinreichend rasch nennenswert ausgelastet werden. Die Gefahr des schleppenden Infrastrukturaufbaus und der sich daraus ergebende schleppende Absatz von Fahrzeugen, wie dies bei Erdgas geschehen ist, wird hier nicht gesehen.

Der endliche Energieinhalt einer Batterie wird immer eine Reichweitenbeschränkung bedeuten. Selbst wenn man mit einer Batterieladung mehrere hundert Kilometer fahren könnte, wird es immer Fahrten geben, bei denen dies nicht ausreicht. Batteriewechselsysteme werden aus den o.g. Gründen nicht in Frage kommen.

Es wird also auch zukünftig einen umweltverträglichen Kraftstoff geben müssen, der für große Reichweiten - bei gleichzeitig schneller Betankung - geeignet ist. Kraftstoffe auf Basis von Biomasse kommen nur in begrenztem Umfang in Frage, da diese nicht in ausreichenden Mengen verfügbar sind, ohne gleichzeitig massiv in die Nahrungsmittelversorgung einzugreifen und da sie gleichzeitig für andere Anwendung (stationär, Schwerlastverkehr, Schifffahrt, Luftfahrt) dringender benötigt werden. Langfristig stellt Wasserstoff daher die beste Lösung dar.

Es ist absehbar, dass einerseits die Vorräte an fossilen Energieträgern zur Neige gehen, andererseits deren weitere exzessive Nutzung aus Klimaschutzgründen nicht mehr zugelassen werden kann. Mit zunehmender Stromerzeugung auf Basis fluktuierender erneuerbarer Energien steigt der Bedarf für ein Speichermedium, das Energie in großen Mengen und für längere Zeiträume über die Zeitskala eines Tages hinaus speichern kann und das für eine Kraftstoffversorgung im Verkehrssektor geeignet ist. Als Ausgangsprodukt zur Lösung dieser Problematik kommt aus heutiger Sicht praktisch nur der Wasserstoff in Frage. Offen ist allerdings noch die Frage, in welcher Form die Energie dann übertragen, verteilt und im Fahrzeug gespeichert wird.

Neben der direkten Nutzung von Wasserstoff und dessen Verstromung an Bord in Brennstoffzellen wird auch noch die synthetische Herstellung flüssiger oder gasförmiger Kraftstoffe aus Wasserstoff diskutiert, die aufgrund der höheren Energiedichte, insbesondere aber wegen ihrer einfacheren Logistik und damit ohne nennenswerte Veränderungen der Infrastruktur in den Markt gebracht werden können. Dieser Weg ist leider mit einer weiteren Verschlechterung des Energienutzungsgrades verbunden, insbesondere dann, wenn weiterhin konventionelle Verbrennungsmotoren zum Einsatz kommen. Allerdings ist dies dann nur noch eine Frage der Wirtschaftlichkeit,

also ohne Umweltrelevanz, sofern der eingesetzte Strom ausschließlich aus erneuerbaren Quellen stammt.

Ein weiteres Ziel war in der Vergangenheit die on-board Reformierung von Methanol bzw. die Entwicklung sog. Direkt-Methanol-Brennstoffzellen (DMFC), die ohne zusätzlichen Reformer auskommen. Da in den USA jedoch Methanol aufgrund seiner Toxizität als Kraftstoff nicht erlaubt ist, wird dieser Weg derzeit nicht weiterverfolgt.

Die Ausführungen in diesem Kapitel haben gezeigt, dass so oder so die stationäre Stromversorgung mit dem Energiebedarf im Verkehrssektor immer stärker zusammenwachsen wird und diese Tatsache bei nachhaltigen Energieversorgungskonzepten Berücksichtigung finden muss.

6 Bewertung der Speichertechnologien

6.1 Bewertung nach Szenarien

Um einen Vergleich verschiedener Speichertechnologien durchführen zu können, ist es notwendig, Referenzanwendungsfälle zu definieren und den Vergleich in Bezug auf diese Anwendungsfälle vorzunehmen. Andernfalls können die vielfältigen Aspekte von Lebensdauern, Wirkungsgraden oder Investitionskosten für den eigentlichen Speicher und für die Leistungsschnittstellen nicht berücksichtigt werden.

Im Rahmen dieser Studie wurden insgesamt sechs Referenzfälle definiert und bewertet, die in Tabelle 10 zusammengefasst sind.

Tabelle 10: Übersicht zu den Referenzfällen

Fall.	Bezeichnung	Kurzbeschreibung	Leistung	Energie	Zyklen pro Tag
1.	Langzeitspeicher	Speicherung von Energie aus erneuerbaren Quellen über Wochen (200 h Betrieb bei voller Leistung in einer Richtung)	500 MW	100 GWh	0,06
2.	Load leveling im HS-Netz (Übertragungsnetz)	Typische Auslegung eines großen Pumpspeicherkraftwerks (Primärregelung/Minutenreserve)	1 GW	8 GWh	1
3.	Peak-Shaving im MV Netz	Speichersystem auf Stadtwerksebene ("Herne-Typ"), insbesondere für Peak-Shaving	10 MW	40 MWh	2
4.	Peak-Shaving im LV Netz	Speichersystem in einem NS-Netz für Peak shaving und Load-leveling	100 kW	250 kWh	2

In Tabelle 11 sind die Referenzfälle mit den dazugehörigen Leistungen und Entladedauern sowie den jeweils geforderten Antwortzeiten der Speicher aufgeführt. Für den Referenzfall 2 wurden sowohl schnelle Systeme mit Antwortzeiten unter einer Sekunde als auch als langsamere Systeme betrachtet, die noch zur Bereitstellung von Minutenreserve eingesetzt werden können. Bei den langsamen Systemen können in der Regel nur Pumpspeicher auch noch die Anforderungen der heutigen Definition für Sekundärregelung erfüllen. Die schnellen Systeme können zusätzlich zur Sekundärregelung auch noch Aufgaben der Primärregelung übernehmen (s. Abschnitt 4.1). Aufgeführt ist auch, welche Speichertechnologien in den verschiedenen Referenzfällen als Grundlage verwendet worden sind.

Tabelle 11: Technische Charakteristika und untersuchte Speichertechnologien für die verschiedenen Referenzfälle

Fall	Leistung	Entlade dauer	Antwortzeit	Untersuchte Speichertechnologien
1.	500 MW	200 h	15 min.	Pumpspeicher, CAES, Wasserstoff
2.a	1 GW	8 h	< 5 min. < 15 min.	Pumpspeicher, CAES, Wasserstoff
2.b	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

6.1.1 Kostenberechnung

Für den Vergleich der verschiedenen Speichertechnologien werden die Kosten pro umgesetzter Energieeinheit in € ct/kWh berechnet. Die verschiedenen Speichertechnologien werden dabei nach den auch in Abbildung 45 dargestellten Größen (gelbe Eingangsgrößen) charakterisiert: mittlerer Wirkungsgrad (getrennt nach Lade- und Entladewirkungsgrad zur effektiven Berechnung der notwendigen Bruttospeichergröße für ein gefordertes Energiebereitstellen) [%], maximal erlaubte Entladetiefe (DOD), die gefahren werden darf, um die definierte Lebensdauer zu erreichen [%], Installationskosten des eigentlichen Speichermediums [€/kWh], Kosten für Nebenaggregate und notwendige Speichermanagementsysteme [€/kWh], Kosten für die Leistungsschnittstelle inkl. Kosten für Umrichter hin zum Netz [€/kW], Zyklenlebensdauer bei der oben definierten maximalen Entladetiefe, Selbstentladerate [%/Tag] und mittlere Kosten für Wartung und Reparatur [% der Investitionskosten pro Jahr].

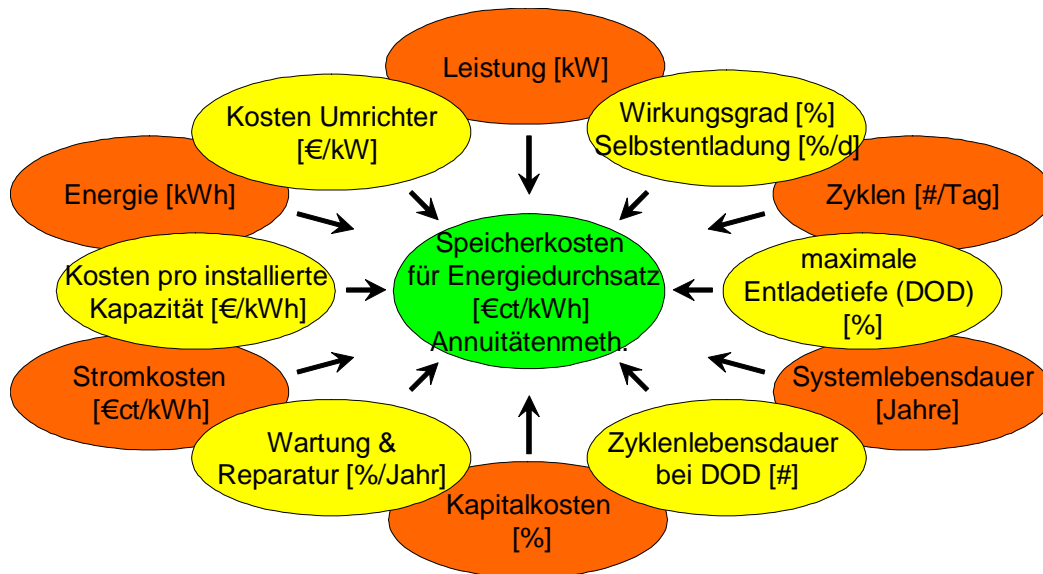


Abbildung 45: Eingangsparameter für die Berechnung der spezifischen Kosten eines Speichersystems basierend auf der Annuitätenmethode

Der Referenzfall selber ist wiederum definiert durch die Anforderungen an die Lade- und Entladeleistung, die verfügbare Energiemenge, der Zahl der Zyklen, die pro Tag gefahren werden sollen oder können, die geforderte Systemlebensdauer, die Kapitalkosten (Zins) und die Kosten für den einzukaufenden Strom bei der Beladung des Speichers. Dieser Wert ist von Bedeutung für die Berechnung der Kosten, die durch die Wirkungsgradverluste und die Selbstentladung entstehen. Diese Verluste müssen durch zusätzlichen Stromeinkauf kompensiert werden. Auch diese Größen sind in Abbildung 45 graphisch in rot dargestellt.

Bei der Bewertung der verschiedenen Speichertechnologien werden die Anforderungen des Referenzfalls für alle Technologien gleich angesetzt und die Speichertechnologien mit den auf die jeweiligen Anforderungen hin zu geschnitten charakteristischen Daten repräsentiert. Das Ergebnis sind die Kosten pro dem Netz wieder zur Verfügung gestellter kWh, die sich mit der jeweiligen Speichertechnologie unter Berücksichtigung von Lebensdauern, Wirkungsgraden und Kosten ergeben. Damit wird der Vergleich auf Basis einer einzelnen charakteristischen Größe möglich, die alle Spezifikationen enthält.

Die Berechnung wurde auf Basis der Barwertmethode berechnet. Zunächst werden die Zeitpunkte für den Austausch der Speicher entsprechend der Lebensdauerdaten und der Belastung bestimmt.

Die Investitionskosten ergeben sich aus den Kosten für die Ladeeinheit, den Kosten für die Entladeeinheit (jeweils inkl. der Schnittstelle zum Netz aber ohne Hochspannungstransformatoren) sowie den Kosten für den eigentlichen Speicher. Die Kosten

der Lade- und Entladeeinheit skalieren jeweils mit den definierten Leistungen, die Kosten für den Speicher mit der geforderten Energiemenge. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Bruttogröße des Speichers so gewählt ist, dass die Netto-Energieanforderung erfüllt werden kann. Besteht z. B. nur ein Entladewirkungsgrad von 50%, muss der Speicher brutto doppelt so groß sein, wie netto und ist damit auch doppelt so teuer.

Wird der Speicher während der geforderten Systemlebensdauer gewechselt, wird am Ende der Systemlebensdauer der aktuelle Restwert des Speichers bestimmt und gut geschrieben. Überschreitet die Lebensdauer des Speichers die Systemlebensdauer, erfolgt keine Gutschrift, da unklar ist, in welcher Weise eine Weiternutzung möglich ist. Dabei werden die jeweils angenommenen Kapitalzinsen berücksichtigt.

Für die laufenden Kosten werden zum einen die Wartungs- und Reparaturkosten als Anteil an den Investitionskosten in jedem einzelnen Jahr berechnet. Dazu kommen die Kosten, die beim Betrieb des Speichers durch den Ankauf von Strom zur Kompensation der Wirkungsgradverluste und der Selbstentladung anfallen. Diese werden ebenso wie Wartung und Reparatur als laufende Betriebskosten bilanziert.

Aus den über die Barwertmethode bestimmten Kosten des Gesamtsystems über die Lebensdauer wird die Annuität bestimmt. Durch die Division der Annuität durch die pro Jahr ans Netz netto verkaufte kWh werden die spezifischen Kosten pro Energieeinheit bestimmt. Ebenfalls bestimmt werden die spezifischen Kosten für die installierte Leistung.

Für alle Technologien ist eine Bandbreite von Werten angenommen, die in etwa gegeben ist durch den heutigen Stand der Technik einerseits und den realistisch in den kommenden 5 bis 10 Jahren zu erwartenden Verbesserungen in der Leistungsfähigkeit und der Reduzierung der Kosten bei Produktion einer größeren Zahl von Systemen andererseits. Dabei werden nur technologisch und ökonomisch absehbare Entwicklungen zu Grunde gelegt.

Die spezifischen Energiekosten werden in erheblichem Maße durch die Definition der Randbedingungen für die Referenzfälle bestimmt. Daher ist eine Signifikanzanalyse sinnvoll, um den Einfluss verschiedener Parameter erkennen zu können.

6.1.1.1 Ergebnisse der Vergleichsrechnungen

Nachstehend werden die Ergebnisse des Vergleichs der Kostenrechnung dargestellt. Berechnet sind die Kosten, die der Betrieb der Speichersysteme in den entsprechenden Referenzfällen für jede aus dem Speicher verkaufte kWh kostet. Es ist also notwendig, mindestens diese Kosten zu erwirtschaften, um insgesamt betriebswirt-

schaftlich arbeiten zu können. Die Kosten können durch den Energiehandel aber auch durch das Anbieten von weiteren Systemdienstleistungen erwirtschaftet werden.

Die Breite der Balken symbolisiert einerseits die Unterschiede, die an verschiedenen Standorten entstehen können, insbesondere aber die zu erwartende Kostenentwicklung bei Produktion der Anlagen in Großserie (economy of scale) und die Umsetzung technischer Weiterentwicklungen, die in den kommenden 5 bis 10 Jahren erreicht werden kann. Für die Kostenberechnung wurden Daten aus der Literatur, Studien und von Experten verwendet. Dabei sind nur solche technischen Entwicklungen berücksichtigt, die bereits mindestens im Labor nachgewiesen oder demonstriert worden sind. Insbesondere Batterien haben ein erhebliches Kosten-reduktionspotenzial, 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. Das linke Ende der Balken zeigt also, welche Kosten bei Aktivierung der technischen Potentiale und der Economy of scale-Effekte erreichbar scheinen. Aktuell können nur die Pumpspeicherkraftwerke den minimalen Wert bereits erreichen. Allerdings ist insbesondere bei den Pumpspeicherkraftwerken die Bandbreite durch unterschiedliche geographische Bedingungen gegeben.

Der Referenzfall 1 „Wochenspeicher“ (Abbildung 46) ergibt für alle Speichertechnologien äußerst hohe Stromgestehungskosten. Pumpspeicherkraftwerke wären zwar die kostengünstigste Option, haben aber für die hierfür erforderliche Speichergröße in Deutschland praktisch kein Ausbaupotenzial. 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.

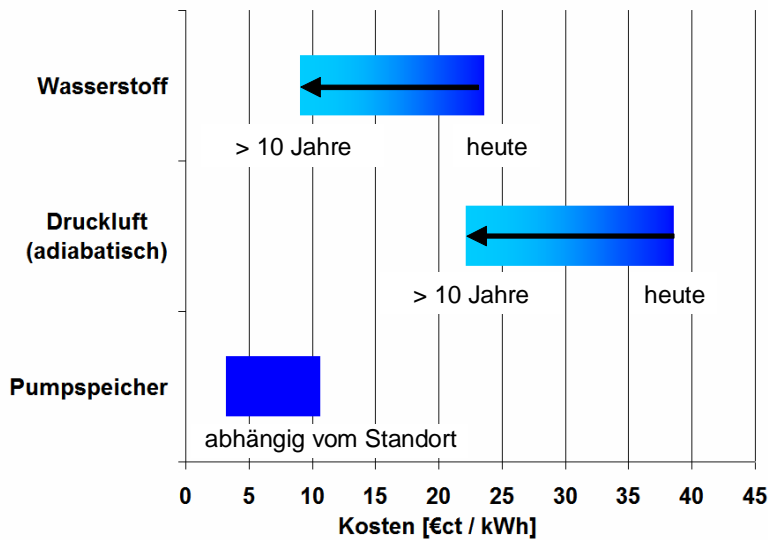


Abbildung 46: Vergleich der Vollkosten von Speichersystemen für Langzeitspeicherung („Wochenpeicher“) (Referenzfall 1 in Tabelle 10)

Referenzfall 2a „Stundenspeicher“ (Abbildung 47) 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.

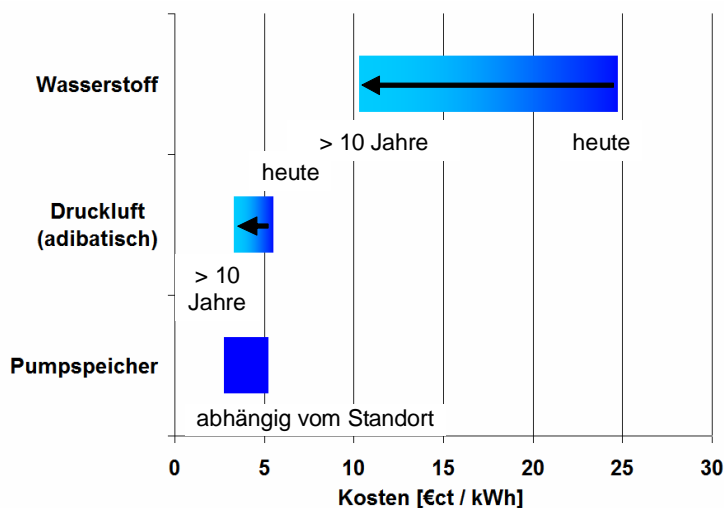


Abbildung 47: Vergleich der Vollkosten für Speichersysteme für Load-Levelling-Aufgaben („Stundenspeicher“) (entspricht der Auslegung heutiger großer Pumpspeicherkraftwerke) (Referenzfall 2a in Tabelle 10 - Reaktionszeit Min.)

Batterietechnologien können in dieser Klasse eingesetzt werden, wenn man von einem sehr modularen Aufbau ausgeht (Referenzfall 2b - Abbildung 48). Die günstigstenfalls erreichbaren Kosten pro kWh liegen zwischen 8 und 12 €/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 Lebensdauern 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.

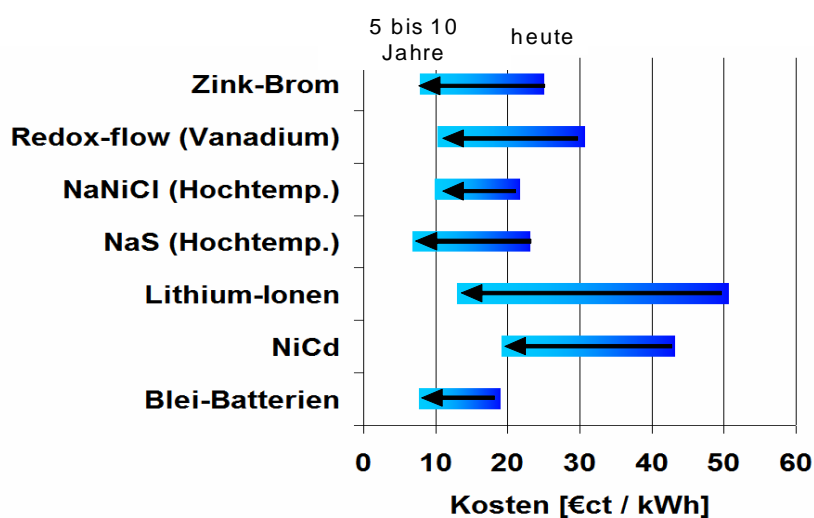


Abbildung 48: Vergleich der Vollkosten für Speichersysteme für Load-Levelling-Aufgaben („Stundenspeicher“)
 (Referenzfall 2b in Tabelle 10, wie Referenzfall 2a - aber hier mit Batteriesystemen und Antwortzeiten < 1 s)

Für den Referenzfall 3 (Abbildung 49) 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 Potenzial 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 Potenzial 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.

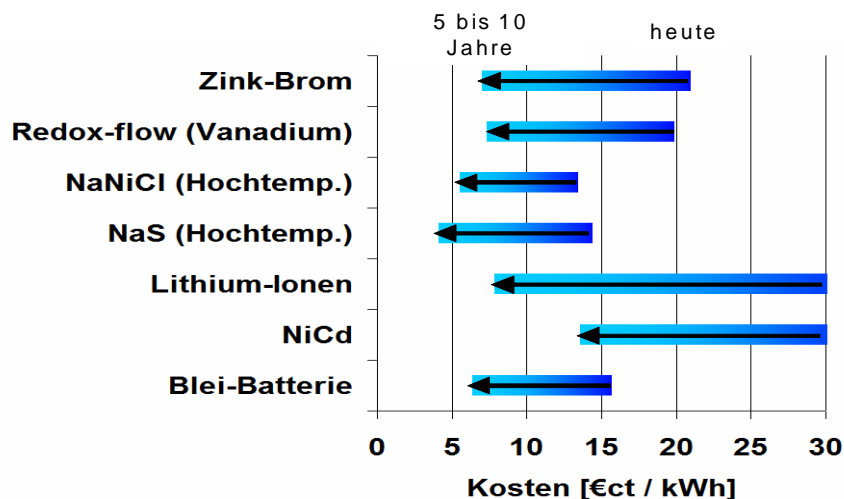


Abbildung 49: Vergleich der Vollkosten für Speichersysteme für Peak-Shaving Anwendungen im Mittelspannungsnetz (Referenzfall 3 in Tabelle 10)

Auch für den Referenzfall 4 (Abbildung 50) kommen prinzipiell eine Reihe verschiedener elektrochemischer Speichertechnologien in Frage. Bei Betrachtung der mittelfristigen Kostenziele zeigt auch hier die NaS-Technologie das beste Potenzial 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.

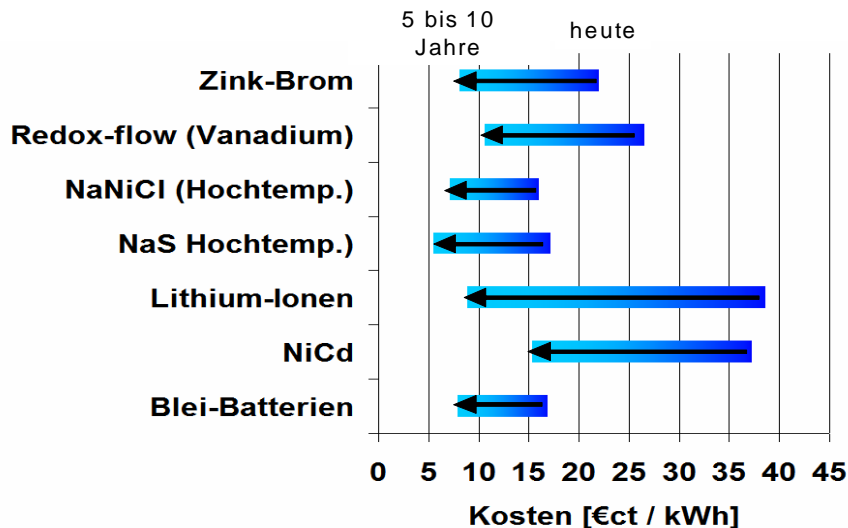


Abbildung 50: Vergleich der Vollkosten für Speichersysteme für Peak-Shaving- und Load-Levelling-Anwendungen im Niederspannungsnetz (Referenzfall 4 in Tabelle 10)

6.1.1.2 Sensitivitätsanalyse

Um den Einfluss verschiedener Parameter auf die Kosten zu untersuchen, wurde eine exemplarische Sensitivitätsanalyse für zwei Kombinationen von Referenzfällen und Speichertechnologien durchgeführt. Verwendet wurden der Referenzfall 1 (Langzeitspeicher) mit einem Pumpspeicherkraftwerk und der Referenzfall 3 (Peak-Shaving mit MV-Netz) mit einer Bleibatterie. Die nachfolgenden Parameter wurden u.a. analysiert:

- Mittlerer Wirkungsgrad mit Variation der Stromkosten
- Spezifische Kosten pro installierter kWh und Variation der Zahl der Zyklen pro Tag
- Kapitalkosten
- Selbstentladerate mit Variation der Stromkosten (nur für die Bleibatterie)
- Wartungs- und Reparaturkosten (nur für die Bleibatterie)

Tabelle 12 gibt einen Überblick über die Relevanz der Annahme zu den verschiedenen Eingangsparametern auf das Ergebnis der Kostenberechnung.

Tabelle 12: Sensitivität verschiedener Parameter in Bezug auf die Kosten der Energiespeicherung

Parameter	Referenzfall 1, Pumpspeicher	Referenzfall 3, Blei-Säure-Batterie
Mittlerer Wirkungsgrad	mittel	gering
Stromkosten	hoch	mittel
spezifische Kosten für installierte Kapazität	hoch	hoch
Zahl der Zyklen pro Tag	hoch	hoch
Kapitalkosten	mittel	gering
Selbstentladung	nicht betrachtet	sehr gering
Wartungs- und Reparaturkosten	nicht betrachtet	sehr gering

Details zur Sensitivitätsanalyse finden sich im [Anhang A1](#).

6.1.1.3 Interpretation der Kostenberechnungen

Aus den Kostenrechnungen lassen sich einige systematische Erkenntnisse ableiten:

- Die meisten Speichertechnologien weisen hohe Erstinvestitionen und geringe Betriebskosten auf. Nur Speichertechnologien mit kurzen Lebensdauern oder geringen Wirkungsgraden führen auch während der Systemlebensdauer zu signifikanten Kosten. Daher ist der angesetzte Kapitalkostensatz eine zentrale bestimmende Größe für die Betriebskosten. Dies ist vergleichbar mit der Stromerzeugung aus Windkraftanlagen oder Photovoltaik.
- Batterietechnologien mit hohen Zyklenlebensdauern aber auch hohen Investitionskosten haben einen schwierigen Stand gegen Technologien mit geringen Lebensdauern und geringen Investitionskosten. Verdoppelt man beispielsweise die Lebensdauer einer Speichertechnologie von 10 auf 20 Jahre bei Kapitalkosten von 8 %, so ist dies nur ökonomisch, wenn die Investitionskosten um maximal 44% ansteigen.
- Langzeitspeicher mit einer Zyklisierung von weniger als einmal pro Woche können aus ökonomischer Sicht nur mit Wasserstoffspeichersystemen und Pumpspeicherkraftwerken realisiert werden. Allerdings sind für Pumpspei-

cherkraftwerke in Deutschland kaum Potentiale für einen Ausbau vorhanden, so dass diese Option nur theoretischer Art ist. 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.

- Für Systeme der GW-Klasse mit einem täglichen Zyklus sind Druckluftspeicher und Pumpspeicherkraftwerke die interessantesten Technologien. Allerdings ist zu erwarten, dass zukünftig auch verschiedene Batterietechnologien in diesem Bereich für Speicherkosten von 5 bis 10 €/kWh arbeiten können. Der Vorteil der Batteriespeicher ist, dass sie vollständig in den Markt für Primär- und Sekundärregelenergie integriert werden können, da die volle Leistungsfähigkeit innerhalb von Millisekunden erreicht wird.
- Energiespeicherung in netzfernen Anwendungen ist und wird auch in Zukunft teuer sein, solange die Zahl der Zyklen klein ist. Verbessert werden kann die Situation, wenn die Speicher kleiner dimensioniert werden können und dies ist in der Regel in reinen PV-Batterie-Systemen möglich, wenn der Stromerzeuger (PV) größer dimensioniert wird. Bei weiter abnehmenden Kosten für die PV ist das ein realistisches Szenario.
- Die spezifischen Kosten für die installierte Speicherkapazität von Batteriespeichern variieren über einen weiten Bereich von Speichergrößen nur unwesentlich. Der Grund liegt in der Modularität der Technologie. Batteriespeichersysteme egal welche Größe basieren im Kern auf Einzelzellen der Module, die durch Serien- und Parallelverschaltung zu großen Einheiten verschaltet werden. Speichersysteme in der Größe von 50 MWh bzw. 50 MW sind im Markt heute vorhanden. Wird ein System mit 1 GW benötigt, würde dies technisch im Wesentlichen aus dem parallelen Aufbau von 20 Einheiten der 50 MW-Klasse erreicht.
- Es ist interessant zu sehen, dass die Kostenprojektionen für die meisten Batteriespeichertechnologien im Bereich von 5 bis 10 €/kWh Energiedurchsatz liegen. Die positive Botschaft daraus ist, dass die verschiedenen Technologien alle ein gutes Potential haben, im Wettbewerb der Technologien zu bestehen oder umgekehrt gesprochen, es gibt einen echten Wettbewerb der Technologien und damit ist eine dynamische Marktentwicklung zu erwarten. Eine Festlegung auf eine Technologie zu diesem Zeitpunkt wäre viel zu früh.

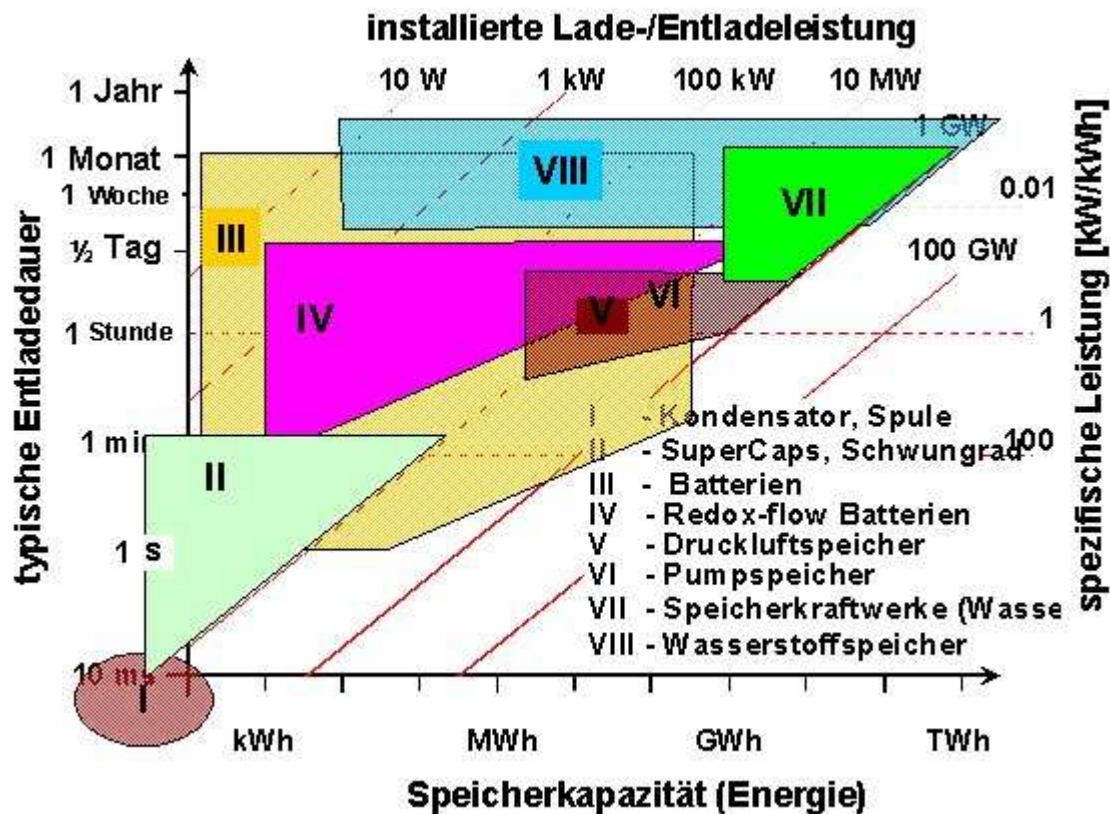


Abbildung 51: Einsatzbereiche von Speicherkraftwerken ²¹

6.2 Zum Speichereinsatz konkurrierende Technologien in einem Wettbewerbsumfeld

Eine weitere Möglichkeit zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern ist der Vergleich mit konkurrierenden Technologien. Wenn unabhängig von der Minimierung der Erzeugungskosten bei Instabilitäten oder Engpässen im System die Versorgung als Ganzes gesichert werden muss, kann diese Dienstleistung auf unterschiedliche Art und Weise geliefert werden. Außer durch Netzausbau und/oder Speicherkraftwerke wird dies in der Regel durch Gasturbinen gewährleistet. Weiterhin können auch die steuerbare Erzeugung aus Erneuerbaren Energien (ggf. in Kombination mit einem entsprechend modifizierten Speicher) oder die gezielte Steuerung des Verbrauchs in gewissem Umfang in Konkurrenz zu Speichern treten.

Die Preise für die wichtigste Anwendung von Speichern in der Energieversorgung, die Erzeugung von Strom zu Zeiten von Strommangel bzw. hohen Strompreisen, werden wesentlich durch die Kosten der Stromerzeugung aus Gasturbinen und Gaskraftwerken bestimmt. Jedoch sind die für die Produktion anfallenden erhöhten Kapi-

²¹ Quelle: ISEA / RWTH Aachen

talkosten zu berücksichtigen. Eine Voraussetzung für die Einführung solcher Speichertechniken ist natürlich die Anwendung eines geeigneten Management-Verfahrens mit einer einfachen und generell akzeptierten Zielfunktion.

Der von der Energiebörse in kurzen Zeitintervallen ermittelte und über Internet verbreitete EEX-Spotmarkt-Strompreis könnte ein Kriterium darstellen, um Speicher- und Produktionsbetriebe zu koordinieren. Zwar kennzeichnet der Strompreis nicht unmittelbar den Anteil der ins Netz eingespeisten regenerativen elektrische Energie, doch gibt er einen wichtigen Hinweis auf die Belastung des Netzes, die Kosten und die dadurch möglichen Gefahren für die Netzstabilität; die Kenntnis des aktuellen Strompreises lässt somit gegebenenfalls den Rückschluss auf einen erhöhten Einsatz fluktuierender Einspeisungen zu.

Da niedrigere Betriebskosten bei allen Anwendungen die zentrale Zielgröße sind, werden Produktionsunterbrechungen, die nicht nur eine Einsparung bei den Emissionen in der Energiebereitstellung sondern auch bei den Betriebskosten bedeuten, leichter durchsetzbar.

Dieser Gedanke zeigt auch einen Weg zu dezentralen Speichertechnologien, die überall Vorteile bieten können, wo eine zeitliche Verschiebung des Strombezugs ohne besondere Einschränkungen möglich ist, sofern eine Information des lokalen Versorgers über den aktuellen Strompreis vorliegt. In vielen Haushalten, die heute etwa 25% elektrischen Energie abnehmen, ist dies der Fall.

Der Ausbau der Netze folgt historisch der Entwicklung von Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur. In der Vergangenheit konnte durch Platzierung der Kraftwerke nahe den Verbrauchsschwerpunkten dieser Ausbau minimiert werden. Da Erneuerbare Energien aber an die speziellen Verhältnisse des Standorts gebunden sind, stellen sie hier wesentlich höhere Anforderungen. Insbesondere wirken sie begrenzend auf die temporär auftretende Übertragungskapazität. Bei geeigneter Platzierung und Auslegung können Speicher hier ausgleichend und stabilisierend wirken und damit u. U. ansonsten erforderliche Netzausbauten vermeiden.

6.2.1 Modelle zur Bewertung des Netzbetriebs

6.2.1.1 Szenarien für den Speichereinsatz

Betrachtet werden hier nur energetische Effekte der Speicher und nicht deren Funktionalität für Reserveleistung oder andere Netzdienstleistungen.

Für die Speicher werden jeweils ideale Bedingungen in Bezug auf die Regelmäßigkeit und Dauer der Nutzung angenommen.

Der Kostenrechnung für die Speicher liegen die Zahlen und die Systematik der in Kapitel 6 erarbeiteten Zahlen zu Grunde.

Betrachtet wird der Einsatz von Speichern für folgende Aufgaben:

- Speicher zur Vermeidung von Netzausbau durch Vergleichmäßigung des Leistungsflusses mit Kosten für einen Netzausbau
- Speicher zur Aufnahme von Windstrom bei drohender Abschaltung der WKA wg. Netzüberlastung
- Speicher für zuverlässige Stromversorgung

Betrachtet werden mehrere Szenarien:

- Anschluss eines 10 MW Windparks – Speicher zur Vermeidung des Ausbaus der Netzanbindung (Kapitel 6.2.1.2)
- Fernübertragung der Leistung über HVDC in Gebiete mit Leistungsbedarf (Kapitel 6.2.1.3)
- Abschaltung von Windkraftwerken bei hohem Windaufkommen zur Vermeidung von Netzüberlastungen (Kapitel 6.2.1.4)
- Bereitstellung von Regelleistung (Primär- und Sekundärregelung, Minutenreserve) (Kapitel 6.2.1.5 und 6.2.1.6)
- Beteiligung regenerativer Erzeuger und KWK-Anlagen an den Energiemärkten mit Hilfe von Energiespeichern - Virtuelles Kraftwerk (Kapitel 6.2.1.7)
- Gaskraftwerk als Regelkraftwerk gegenüber Energiespeicherung (Kapitel 6.2.1.8)
- USV-Funktionalität von Speichern in kritischen Industrieanwendungen (Kapitel 6.2.1.9)

6.2.1.2 Anschluss eines 10-MW-Windparks bei nicht ausreichender Netzan- schlusskapazität, Netzausbau vs. Speicher

Konventioneller Anschluss mit Netzausbau

Annahmen:

- 10 MW Windpark, 2000 Volllaststunden, Neubau einer 10-MW-Anschlussleitung

- Kosten für Anschluss: Leitungskosten 50.000 €/km, Schaltfeld im UW 100.000 €, 1.200.000 € Trafotausch, 900.000 € anteiliger Ausbau HS-Netz
- 8% Kapitalkosten, 40 Jahre Lebensdauer (alternativ: 20 Jahre)

Resultierende Kosten pro kWh bei Netzanbindung ohne Speicher

- bei 10 km Leitungslänge und 40 Jahre Lebensdauer des Anschlusses: 1.05 €/ct/kWh
- bei 10 km Leitungslänge und 20 Jahre Lebensdauer des Anschlusses: 1.27 €/ct/kWh

Anschluss mit zusätzlichem Speicher unter Nutzung einer vorhandenen Leitung mit 2,5 MW Engpassleistung (Abbildung 52)

Annahmen:

- 10 MW Windpark, 2000 Volllaststunden, Leitung mit 2,5 MW Engpassleistung vorhanden
- Kosten für Anschluss idealerweise nur 100.000 € (kann im Folgenden vernachlässigt werden)
- Speicher für 10 MW und 80 MWh (8 Stunden Volllast) zur Entlastung der Leitung (An windreichen Tagen mit mehr als 8 Volllaststunden kann nicht alle Energie im Speicher aufgenommen werden und geht verloren. Dies wird hier jedoch nicht mit in Rechnung gestellt.)

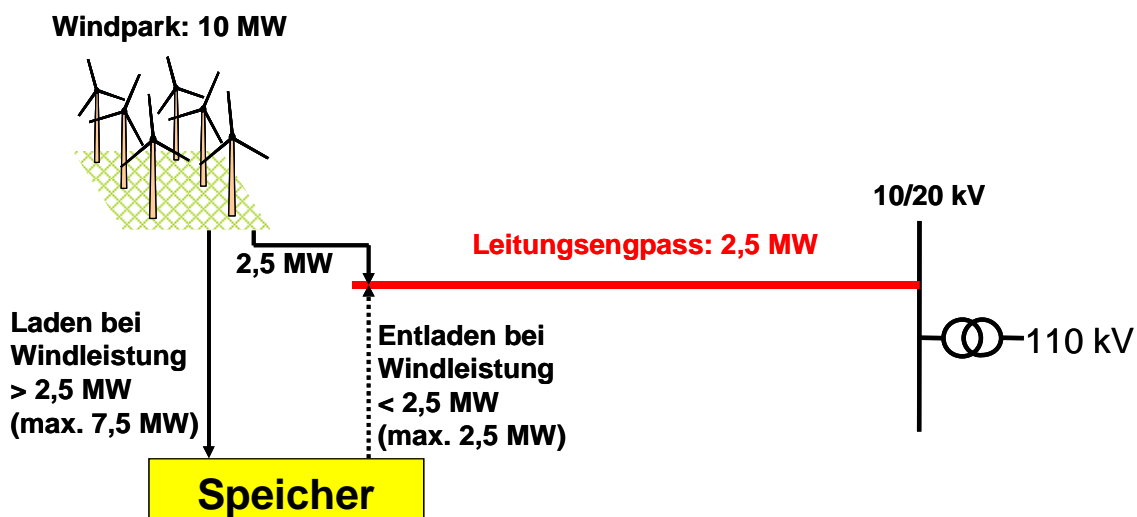


Abbildung 52: Anschluss eines 10-MW-Windparks mit zusätzlichem Speicher an eine vorhandene Leitung mit einer Übertragungskapazität von 2,5 MW

Resultierende Kosten pro kWh (Annahme NaS-Batterie)

5,4 – 19,1 €/kWh (Kostenspreizung entsprechend Abbildung 48)

Der Speicher stellt auch unter den hier für den Speicher positiv angenommenen Rahmenbedingungen keine wirtschaftliche Alternative für den Netzausbau dar. Dies gilt auch, wenn nur von einer kurzfristigen Nutzung des Windstandortes ausgegangen wird.

6.2.1.3 Fernübertragung der Windenergie oder zeitversetzte Nutzung der Windenergie, Netzausbau (Höchstspannungsnetz als HVDC) vs. Speicher (örtliche Verschiebung vs. zeitliche Verschiebung)

Der Speicherbedarf kann erheblich reduziert werden, wenn die erzeugte elektrische 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 zum Abtransport der Energie z. B. aus in Norddeutschland gelegenen Onshore und Offshore Windparks in verbrauchstarke 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 Windkraftanlagen transportieren zu können, sondern auch dynamisch auf die Lastanforderungen reagieren zu können.

Für die Aufnahme der gesamten Windparkleistung wird eine HGÜ-Freileitung (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) 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.

- Übertragungsleistung: 2 GW
- Investitionskosten der Leitung: 370.000 €/km
- Investitionskosten für die Konverter am Anfang und am Ende der Leitung: 2 x 75 €/kW
- 8 % Kapitalzins, 40 Jahre Lebensdauer

Die Kosten sind nach Kapitalzinsrechnung mit Abzahlung über die Lebensdauer für mittlere Auslastungen der Leistung von 15 %, 25 % und 35 % gerechnet. Damit lässt sich ermitteln, welche Kosten pro transportierter kWh als Funktion der Übertragungsdistanz erhoben werden müssen, um die Leitung zu refinanzieren.

Abbildung 53 zeigt, dass die Mehrkosten für die Übertragung über eine HGÜ-Freileitung bei einer Auslastung von 25 % der Leitung bei einer Übertragungsdistanz von 2100 km bei 2 €/kWh liegen und bei 3800 km sind es rund 3 €/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 €/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 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 HGÜ-Leitungen eingesetzt werden. Der mögliche Ausfall einer derartigen Energie-Transversale muss allerdings beherrscht werden können.

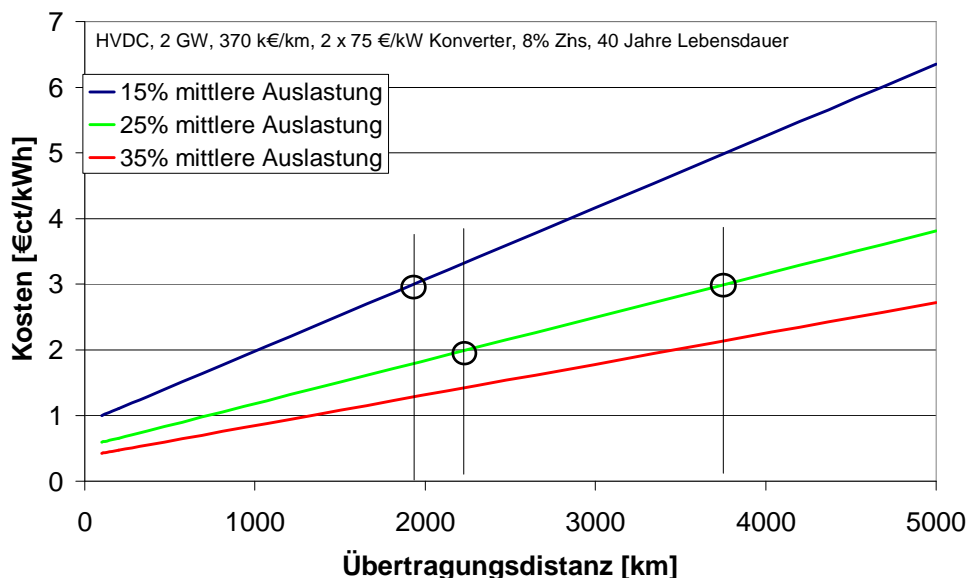


Abbildung 53: Kostenberechnung in Abhängigkeit der Auslastung der Leitung

6.2.1.4 Netzüberlastung bei zu hoher Windleistung, Abschaltung von WEA vs. Speicher

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: Im ersten Fall wird von einer Abschaltung von 3 % der Jahresenergie ausgegangen, im zweiten Fall von 15 % Energieabregelung.

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 GWh²² 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. Mit Speicher kann die Energie ins Netz eingespeist werden, so dass der WEA-Betreiber in diesem Fall eine Einspeisevergütung entsprechend EEG erhält. Damit 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 €/kWh für den adiabatischen CAES und 16,2 €/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.

²² Für die Betrachtung ist unerheblich, ob es sich um einen großen Zentralspeicher handelt oder um eine Vielzahl von verteilten Speichern.

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.

Nicht berücksichtigt ist bei der Betrachtung, dass der Speicher ggf. in Zeiten, in denen er nicht Erzeugungsspitzen aufnehmen muss, noch andere Aufgaben übernehmen kann. Ein größerer Speicher könnte z. B. eine zusätzliche Nutzung der Lade- und Entlade-Infrastruktur auch für den Stromhandel oder andere Netzdienstleistungen ermöglichen. Damit verbessert sich die Einnahmesituation.

6.2.1.5 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 ± 650 MW, also etwa 1 % der Gesamtleistung. Die Primärregelleistung wird monatlich ausgeschrieben, wobei nur ein Leistungspreis, jedoch kein Arbeitspreis vergütet wird. Im Zeitraum 01.08.2005 – 30.11.2007 lag der mittlere Leistungspreis lag dabei bei 56,78 €/kW. 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 Leis-

tungs- und Arbeitspreis bezahlt. Im Zeitraum 01.08.2005 – 30.11.2007 lag der mittlere Leistungspreis für positive Regelleistung bei 40,45 €/kW und für negative Regelleistung bei 17,19 €/kW. Der Arbeitspreis für positive Regelleistung lag zwischen 5,85 €/kWh und 18,0 €/kWh und der Arbeitspreis für negative Regelleistung zwischen 0 €/kWh und 1,70 €/kWh. Informationen über einen gewichteten mittleren Arbeitspreis liegen nicht vor.

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 Regelenergiemärkten 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.

6.2.1.6 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 dies 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. Prinzipiell wäre es hierbei sogar denkbar, die Ladeleistung direkt in Abhängigkeit von der Netzfrequenz zu regeln.

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.

6.2.1.7 Beteiligung regenerativer Erzeuger und KWK-Anlagen an den Energiemärkten mit Hilfe von Energiespeichern und Lastmanagement - Virtuelles Kraftwerk

Beschreibung des Szenarios

Ein virtuelles Kraftwerk ist die Vernetzung verteilter Erzeuger (Windparks, Photovoltaik-Anlagen, KWK-Anlagen bio/fossil) - in Verbindung mit Energiespeichern und Lastmanagement - mit dem Ziel, Systemdienste in gleicher Qualität wie die konventionellen Kraftwerke anzubieten.

Zur schrittweisen Marktintegration von EEG/KWK-Anlagen wird in der VDE-Studie „Smart Distribution“^[12] ein Marktmodell vorgeschlagen, bei dem die EEG- und KWK-Vergütung an den Marktpreisen der Börse EEX ausgerichtet und diese Vergütung im Zeitraum 6-24 Uhr um einen Zuschlag erhöht werden soll, so dass unter der Voraussetzung typischer Jahreserzeugungsprofile für die Anlagenbetreiber die gleichen Renditen wie bei den heutigen fixen Preisen erreicht werden. Um einen Leistungsüberschuss im Netz aus EEG- und KWK-Anlagen bei Starkwindzeiten und Schwachlast in den kommenden Jahren zu vermeiden (EU SET-Plan für 2020 u. 2030), soll in der Schwachlastzeit zwischen 1-6 Uhr der EEG-/KWK-Zuschlag zum EEX-Preis ausgesetzt werden. Damit ergibt sich in der nächtlichen Schwachlastzeit ein Anreiz, diese Überschussenergie in einen Speicher zu laden, um bei der Entladung am Folgetag marktpreisorientiert den höchsten Gewinn zu erzielen.

Annahmen

Betrachtet wird ein typisches Versorgungsszenarium für Deutschland (Abbildung 54) mit

- einem typischen Mix von Lastprofilen von Industrie, Haushalten, Gewerbe, Landwirtschaft und einer Lastspitze von 40 MW,
- einem repräsentativen Anteil regenerativer Erzeugeranlagen (Wind 12 MW und Photovoltaik 4 MW),
- dem theoretischen Maximum an KWK- Anlagen (komplette Wärmeversorgung des Gebietes) je 8 MW fossile und Biomassefeuerung,
- einem sinnvollen Anteil an Speicherung (8 MW x 5 h) und Lastmanagement (LM, 8 MW).

Stromspeicher

Die dem Stromspeicher zugrunde liegende Speichertechnologie ist für die Optimierung zunächst irrelevant. Wichtig sind lediglich die aus der Speichertechnologie folgenden Parameter wie Gradienten, Verluste und Wirkungsgrade. Die Größe des Speichers wurde aus der Lastspitze (20%, 8 MW) und fünf Stunden zu 40 MWh ermittelt. Der Wirkungsgrad beträgt 75%. Als Verlust wurden 0,1% des Füllstandes je Stunde angesetzt. Geladen und entladen werden kann mit einem Gradienten von 8 MW.

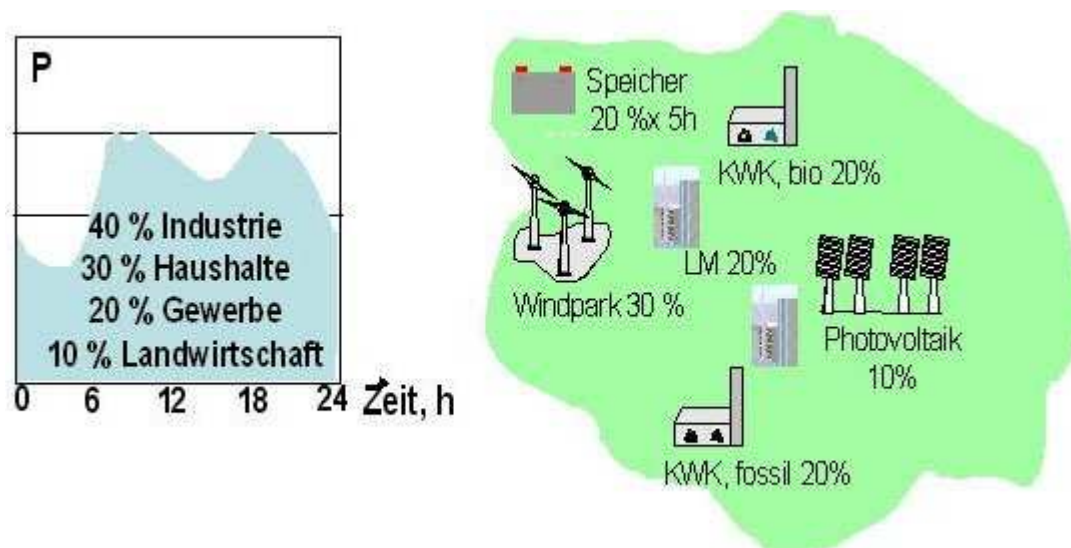


Abbildung 54: Versorgungsszenarium (prozentuale Anteile installierter Leistung bezogen auf Lastspitze) [12]

Wirtschaftlichkeit

Der Speichereinsatz wird profitabel, wenn die Leistungsabgabe zur Spitzenzeit in der Größenordnung heutiger Biomassenanlagen gefördert wird (nach EEG: 125 €/MWh Fixpreis), entsprechend einem Zuschlag von etwa 94 €/MWh zu EEX (Anschubsubventionen).

Die Speicher ermöglichen neben dem Ausgleich von Tagesspitze und Nachtschwachlast auch die Kompensation von Prognoseabweichungen der Windleistungsabgabe. Damit tragen sie zur reduzierten Vorhaltung von Minutenreserve bei. Für das untersuchte Versorgungsgebiet beträgt die eingesparte Leistung 0,6 MW mit einer Vergütung von 35 T€/a.

Nach heutiger Regelung könnten durch Spitzenlastabsenkung außerdem noch Netznutzungsentgelte eingespart und dem Speicherbetreiber vergütet werden. In dem Modellnetz würden diese 1,2 Mio €/a betragen. Diese teilen sich hälftig auf die fossile KWK und die Speicher auf. Entgelte für vermiedene Netznutzung bei dezentraler Erzeugung sind in der heutigen Form jedoch technisch nicht gerechtfertigt und sollen daher hier auch nicht weiter berücksichtigt werden.

6.2.1.8 Gaskraftwerk als Regelkraftwerk gegenüber Energiespeicherung

Im Prinzip stellen Spitzenlastkraftwerke eine Alternative zu Speichersystemen in Bezug auf die Bereitstellung von positiver Regelleistung dar. Natürlich können diese Kraftwerke keine Erzeugungsüberschüsse aus dem Netz aufnehmen. Trotzdem ist es interessant, die Kosten für eine kWh Spitzenlastenergie aus einem Gaskraftwerk mit Energiebereitstellung aus einem Speicher zu vergleichen. Dazu wurden die nachfolgenden Abschätzungen zu den kWh-Preisen aus einem Gaskraftwerk angestellt.

Es werden die Investitionskosten, die Kapitalkosten sowie die Gaspreise verwendet und insbesondere in Bezug auf die Gaspreise die Sensitivität betrachtet. Aber auch die Höhe der CO₂-Emissionsrechte tragen messbar zu den Stromgestehungskosten bei. Wichtig ist auch der Vergleich zwischen verschiedenen Anlagentechniken. Berücksichtigt im Vergleich wurde eine Simple Cycle Power Plant (SCPP) mit einem angenommenen Wirkungsgrad in Bezug auf die abgegebene Strommenge von 39,5% und eine Combined Cycle Power Plant (CCPP) mit einem Wirkungsgrad von 58%.

Die Gaspreise an der European Energy Exchange in Leipzig haben in den vergangenen 12 Monaten erheblich geschwankt. Nach einem Maximum um 40 €/kWh im Juli 2008 ist der Preis aktuell in Folge der Weltwirtschaftskrise Anfang April 2009 auf rund 12 €/kWh gefallen (Abbildung 55).



Abbildung 55: Jahreschart GUD Natural Gas Quarter Futures ²³

Die hier angestellten Betrachtungen beziehen sich auf Preise zwischen 5 und 10 €/GJ oder 18 bis 36 €/MWh. Wir gehen davon aus, dass dies für die kommenden ein realistisches Preisfenster darstellt.

Für die Kostenberechnung müssen zudem die CO₂-Emissionsrechte berücksichtigt werden. Für die Rechnungen wurden hier 20 €/t_{CO2} angesetzt. Wie aus Abbildung 56 zu ersehen ist, entspricht dies in etwa dem Mittelwert der letzten 12 Monate. Tendenziell ist in den kommenden Jahren eher mit einer Steigerung der Emissionsrechte zu rechnen.



Abbildung 56: Jahreschart Second Period European Carbon Futures ²⁴

²³ Quelle: EEX, 03.04.2009

²⁴ Quelle: EEX, 03.04.2009

Die Details und Ergebnisse der Kostenrechnung für die Gaskraftwerke sind in den Tabellen dargestellt.

Tabelle 13: Annahmen und Ergebnisse der Kostenrechnungen für eine Simple Cycle Power Plant (SCPP) mit Erdgasbrennstoff

Power Generation Cost for Simple Cycle Power Plant (SCPP)

<u>Assumptions</u>			
efficiency	39.5%	Interest rate	6%
capital cost (€/kW)	320	Return on equity	12%
O&M fixed cost (€/kW)	20	Discount rate	9%
O&M variable cost (€/kWh)	2.5	Debt/equity ratio	70/30
Economic plant life time (years)	25	Debt repayment period (years)	15

€/t CO2	Flh/a	Gas price (€/GJ)	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	1000
			(1,80 ct/kWh)	(2,16 ct/kWh)	(2,52 ct/kWh)	(2,88 ct/kWh)	(3,24 ct/kWh)	(3,60 ct/kWh)
20	500	LEC (€/kWh)	17.2	18.2	19.3	20.3	21.4	22.4
20	1000	LEC (€/kWh)	11.9	12.9	14.0	15.0	16.1	17.1
20	2000	LEC (€/kWh)	9.2	10.3	11.3	12.4	13.4	14.5
20	3000	LEC (€/kWh)	8.3	9.4	10.4	11.5	12.5	13.6

Tabelle 14: Annahmen und Ergebnisse der Kostenrechnungen für eine Combined Cycle Power Plant (CCPP) mit Erdgasbrennstoff

Power Generation Cost for Combined Cycle Power Plant (CCPP)

<u>Assumptions</u>			
efficiency	58.0%	Interest rate	6%
capital cost (€/kW)	680	Return on equity	12%
O&M fixed cost (€/kW)	20	Discount rate	9%
O&M variable cost (€/kWh)	2.0	Debt/equity ratio	70/30
Economic plant life time (years)	25	Debt repayment period (years)	15

€/t CO2	Flh/a	Gas price (€/GJ)	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	1000
			(1,80 ct/kWh)	(2,16 ct/kWh)	(2,52 ct/kWh)	(2,88 ct/kWh)	(3,24 ct/kWh)	(3,60 ct/kWh)
20	1000	LEC (€/kWh)	14.8	15.5	16.2	16.9	17.7	18.4
20	2000	LEC (€/kWh)	9.6	10.4	11.1	11.8	12.6	13.3
20	3000	LEC (€/kWh)	8.0	8.7	9.4	10.1	11.9	11.6
20	4000	LEC (€/kWh)	7.1	7.8	8.6	9.3	10.0	10.8
20	5000	LEC (€/kWh)	6.6	7.3	8.1	8.8	9.5	10.3
20	6000	LEC (€/kWh)	6.3	7.0	7.7	8.5	9.2	9.9
20	7000	LEC (€/kWh)	6.0	6.8	7.5	8.2	9.0	9.7

Abbildung 57 zeigt den graphischen Vergleich der Ergebnisse für die Berechnung der Stromgestehungskosten für die beiden Kraftwerksanlagen. Aus der Graphik ist zunächst zu entnehmen, dass unter den beschriebenen Randbedingungen, die „combined cycle“-Anlagen mit dem erheblich höheren Wirkungsgrad erst ab 1500 bis 2000 Volllaststunden kostengünstiger sind als der Einsatz von „simple cycle“-Anlagen. Im günstigsten Fall können je nach angenommenen Gaspreisen Stromgestehungskosten unter Einbeziehung der CO₂-Emissionsrechte bei 1000 Volllaststunden pro Jahr von 12 bis 17 €/ct/kWh erreicht werden (Simple Cycle Power Plant).

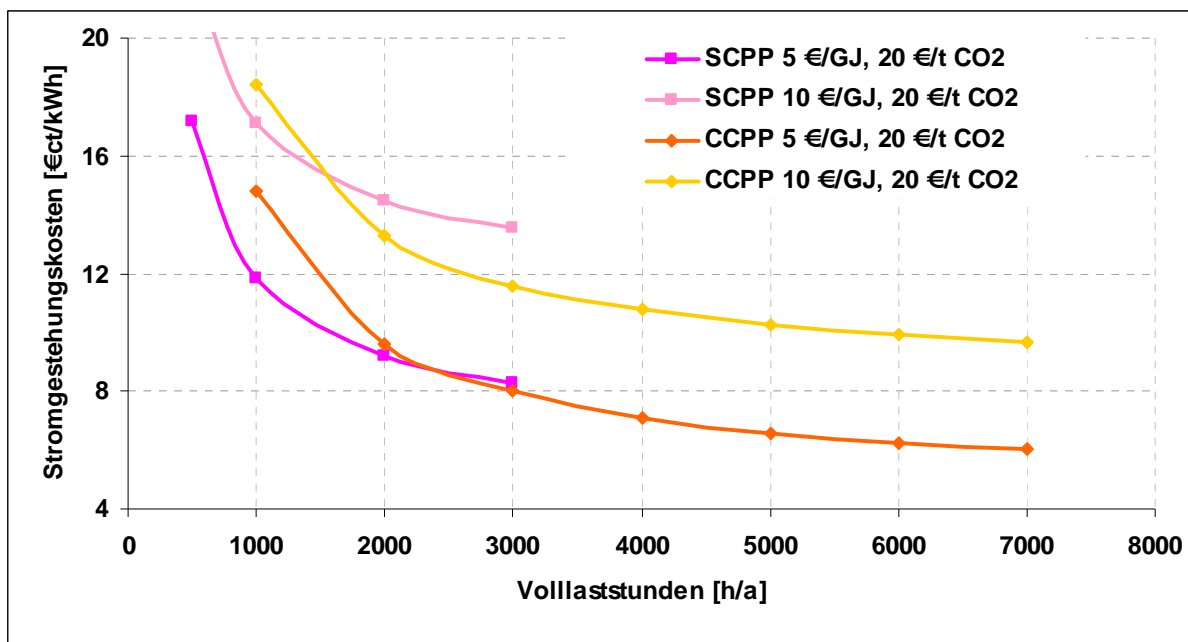


Abbildung 57: Graphischer Vergleich der Stromgestehungskosten aus CCPP und SCPP-Anlagen mit Erdgasbefuerung bei unterschiedlichen Kosten für den Gaseinkauf als Funktion der jährlichen Volllaststundenzahl.

Beim Vergleich der Kosten für das Gaskraftwerk mit den Speichern, muss die Systematik bei der Kostenberechnung berücksichtigt werden. Bei den Speichern werden spezifische Kosten für den Betrieb berechnet, die auch die Kompensation der Verluste beinhaltet. Um eine kWh abverkaufen zu können, müssen allerdings auch noch die Einkaufskosten für diese kWh addiert werden. Dann ist der Energieverlauf aus dem Gaskraftwerk und dem Energiespeicher vergleichbar.

Für den Vergleich zwischen Speicher und Gaskraftwerk werden die beiden folgenden Fälle diskutiert:

Referenzfall 1 – Wasserstoffspeichersystem. Die Betriebskosten dieses Langzeitspeichers können nach der Referenzfallberechnung günstigstenfalls in den Bereich von 10 €/kWh kommen. Dabei hängen diese Kosten relativ wenig von der Volllaststundenzahl ab. Hinzugerechnet werden müssen noch die Kosten für den Stromeinkauf. Diese können mit 4 €/kWh angenommen werden. Geht man von 1000 Stunden im Jahr aus, in denen Energie aus solchen Speichern für den Ausgleich von Flautenphasen etc. bereitgestellt werden muss, kommen die Gaskraftwerke auf Kosten zwischen 12 und 17 €/kWh. Damit wird deutlich, dass die Langzeitspeicherung mit Wasserstoff bei vollständiger Erschließung des Kostensenkungspotentials in jedem Fall wettbewerbsfähig ist mit Gaskraftwerken, wenn es um die Bereitstellung von Leistung für nur rund 1000 Stunden im Jahr geht. Um Flautenphasen, wie diese z.B. in Abbildung 1 dargestellt sind, auszugleichen, werden nicht mehr als 1000 Stunden im Jahr benötigt. Im Detail hängt die Wirtschaftlichkeit vor allem von den angenommenen Kosten für den Stromeinkauf und den Gas- und den CO₂-Preisen ab. Da Gas- und CO₂-Preise leicht unkalkulierbar steigen können, ist das wirtschaftliche Risiko für die Gaskraftwerke ungleich höher als für die Speicheranlagen.

Referenzfall 2 – Pumpspeicherkraftwerk und Druckluftspeicheranlagen. Die Betriebskosten dieser beiden Großspeichertechnologien liegen entsprechend der Abbildung 47 bei rund 3 bis 5 €/kWh. Um den Vergleich mit dem Gaskraftwerk korrekt zu machen, müssen nach diesem Szenario 4 €/kWh für den Ankauf des Stroms hinzu addiert werden. Damit liegt die Abgabe von Strom aus dem Speicher bei 7 bis 9 €/kWh. Geht man von einem Zyklus pro Tag in diesem Referenzfall bei einer Zyklendauer von 8 Stunden aus, ergibt sich eine Volllaststundenzahl von 2920 Stunden/Jahr. Die mit den CCPP-Anlagen erreichbaren Kosten für entsprechende Zyklenzahlen liegen zwischen 8 und 12 €/kWh bei den angenommenen Gas- und CO₂-Preisen. Daraus wird deutlich, dass Gaskraftwerke keine wirtschaftliche Alternative zu Großspeichern darstellen. Dieses Bild ergibt sich bereits ohne Berücksichtigung der weiteren Verdienstmöglichkeiten, die Speicheranlagen haben, z.B. im Bereich der negativen Reserveleistung oder auch der Geschwindigkeit, mit der die Anlagen auf Volllast gebracht werden können. Zumindest für Pumpspeicherkraftanlagen ist dies deutlich schneller als für Gaskraftwerke.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass Speicheranlagen im Vergleich mit Gaskraftwerken absolut konkurrenzfähig werden können. Wenn man noch dazu die Zeitkonstanten und die negative Regelfähigkeit der Speicheranlagen berücksichtigt, ergibt sich ein wirtschaftlicher Vorteil insbesondere vor dem Hintergrund steigender und schwer kalkulierbarer Gaspreise. Berücksichtigt werden muss auch, dass für den

Fall einer Abregelung der Windkraftwerke wegen mangelnder Aufnahmefähigkeit des Netzes die Kosten für die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen steigen würden.

6.2.1.9 USV-Funktionalität von Speichern in kritischen Industrieanwendungen

Annahmen:

Jährliche Schadenssumme durch Spannungseinbrüche: 400.000 €/Jahr

Überbrückungsdauer bis 1 min

Leistung 10 MW, Nutzenergie ~ 167 kWh

Akzeptable Kosten pro installiertem kW-Leistung (Annuität): 40 €/kW

Kosten verschiedener Speichertechnologien

Lithium-Ionen-Batterien: 12 €/kW (Annuität)

SuperCaps: 42 €/kW (Annuität) (wird hin zu kürzeren Überbrückungszeiten immer attraktiver)

Lithium-Ionen-Batterien sind für diese Aufgabe betriebswirtschaftlich sehr interessant. Mit kürzer werdenden Überbrückungszeiten werden SuperCaps zunehmend attraktiver.

6.3 Wo machen Speicher betriebswirtschaftlich Sinn?

Zusammenfassend führt die technisch/wirtschaftliche Bewertung der Speichertechnologien mit konkurrierenden Technologien zu folgenden Ergebnissen:

Der Einsatz von Energiespeichern ist immer dann von Vorteil

- wenn bei weiterem Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien ein großer Teil (> 15 %) nicht mehr genutzt werden kann (Erzeugungspotential > Netzlast).
- wenn kein Netzausbau möglich ist. Speicher ermöglichen eine gleichmäßige Auslastung der Netze und damit wesentlich höhere installierte Leistungen der Windparks.
- wenn durch Spannungseinbrüche hohe Kosten durch Produktionsausfälle auftreten (USV-Funktionalität).
- wenn im Stromhandel regelmäßig die Differenz zwischen Nachtstrom und Spitzenpreis am Tag wenigstens 3 €/kWh beträgt (Speicher: adiabatisches CAES oder Pumpspeicher).

- wenn ggf. zusätzliche Netzdienstleistungen erbracht und vergütet werden können.
- unter bestimmten Voraussetzungen im Regel- und Reserveleistungsmarkt, wenn die Anforderungen erfüllt werden können (Batteriespeicher sind z.B. auch für Primärregelreserve: gut geeignet, Pump- und Druckluftspeicher nur dann, wenn die Anlagen in Betrieb sind und Reserven zur Verfügung stehen).

7 Handlungsstrategien

7.1 Warum ist künftig der Einsatz von Energiespeichern erforderlich?

Die Abhängigkeit von Importenergie ist – neben der Ressourcenverknappung und der Reduktion der klimarelevanten Emissionen – eine der wesentlichen Triebkräfte für die Entwicklung und Nutzung erneuerbarer Energien: Ohne Gegenmaßnahmen könnten die Energieeinfuhren der EU bis 2030 auf 70% steigen – heute sind es schon etwa 50%. Zusammen mit einer global stark ansteigenden Energienachfrage – es wird eine 30%-ige Zunahme bis 2030 erwartet – dürften so erhebliche Energiepreissteigerungen mit entsprechenden Lasten für Verbraucher und Märkte die Folge sein.

Der klimaschädigende Einfluss der Stromerzeugung und des Verkehrs auf Basis fossiler Energiequellen ist heute unstrittig. Internationale Verpflichtungen zur Emissionsverringerung von Treibhausgasen haben den generellen Trend einer Treibhausgaszunahme in der Erdatmosphäre jedoch bisher nicht umkehren können.

Solchen Entwicklungen durch eine Diversifizierung des Energiemixes in Richtung erneuerbarer Energien entgegenzuwirken, ist erklärtes Ziel europäischer und deutscher Energiepolitik. Bis zum Jahr 2010 sollen 12% des europaweit verbrauchten Stroms aus erneuerbaren Quellen – größtenteils aus Offshore-Windstrom – kommen. Eine weitere Anhebung dieses Ziels auf 15% bis 2015 und 20% bis 2020 ist im Gespräch.

Die Netzintegration des erneuerbaren Stroms stellt jedoch die Netz- und Kraftwerkssysteme vor erhebliche Herausforderungen. Dazu durchgeführte Studien weisen darauf hin, dass die bestehende Netzinfrastruktur schon sehr bald an seine Kapazitätsgrenzen stoßen wird. So ermittelt die „dena-Netzstudie“ [2] Engpässe beim Netzausgleich und bei den Übertragungskapazitäten ab 2015. Bereits heute kommt es bei hohem Windaufkommen immer häufiger schon zu lokalen Leitungsempässen.

Eine grundsätzliche Voraussetzung für einen störungsfreien Netzbetrieb ist, dass die Stromerzeugung und der Stromverbrauch zu jeder Zeit ausgeglichen sein müssen. Diese Aufgabe wird heute i. W. durch fossile Kraftwerke, in geringerem Maße durch Pumpspeicherkraftwerke bewerkstelligt. Der geplante Ausbau nicht oder kaum steuerbarer erneuerbarer Energien mit ihrer z. T. nicht bedarfsgerechten Erzeugung erfordert daher mittel- bis langfristig eine zusätzliche Bereitstellung von Regel- und Ausgleichsenergie sowie von Kapazitäten zur Energiespeicherung über längere Zeiträume (Tage bis Wochen). Weiterhin entsteht Ausbaubedarf an Übertragungskapazität dort, wo künftige Stromerzeugungsschwerpunkte und Lastschwerpunkte örtlich auseinander liegen, wie etwa bei der Offshore-Windenergie.

Der Ausbau des Übertragungsnetzes ist dabei als ein langfristiger Prozess zu verstehen, der u. a. reflektiert, dass von allen Beteiligten zusätzliche Anstrengungen zum Erhalt der Stabilität des Stromversorgungssystems erbracht werden müssen. Dabei kommt eine Vielzahl technischer Maßnahmen zum Tragen, die sich gegenseitig ergänzen und zum Teil auch miteinander konkurrieren. Dazu gehören u. a. ein gezieltes Einspeisemanagement, Netzausbau und Netzmanagement, virtuelle Kraftwerke, Maßnahmen zum Lastmanagement, die Betriebsflexibilisierung des fossilen Kraftwerksparks und die vermehrte Nutzung von Energiespeichern.

Die vermehrte Nutzung von Speichertechnologie zur Netzintegration erneuerbarer Energien hat dabei besondere Vorzüge, weil sie Fähigkeiten anderer Einzelmaßnahmen kombinieren kann und deshalb besonders effektiv einzusetzen ist. So können sowohl positive als auch negative Regelenergie und weitere Netzdienstleistungen bereitgestellt werden. Dabei stehen verschiedene Technologien für zentrale Anwendungen im Übertragungsnetz als auch für dezentrale Anwendungen im Verteilungsnetz zur Verfügung. Spitzenlaststrom kann CO₂-neutral aus überschüssiger erneuerbarer Energie bereitgestellt werden, womit eine besonders gute Systemkompatibilität bei künftig weiter sinkenden fossilen Anteilen in der Stromerzeugung gegeben ist. Auch kann durch Vergleichmäßigungseffekte (z. B. Ausgleich von Schwachwind- und Starkwindphasen), sogar über mehrere Tage hinweg, eine bessere Ausnutzung der limitierten Übertragungskapazitäten erreicht und damit der benötigte Netzausbau vermindert bzw. zeitlich überbrückt werden. Bei der Nutzung von Speichertechnologien sind zudem bereits mittelfristig - und damit sehr viel zügiger als mit Handlungsalternativen - substantielle Maßnahmen zur Netzstützung möglich und als Ersatz für einen sonst notwendigen Neubau von fossilen Regelkraftwerken denkbar, da die Anzahl der beteiligten „Player“ bei Realisierung und Betrieb vergleichsweise gering bleibt.

7.2 Mögliche Einsatzszenarien von Energiespeichern

Abhängig von Speichertechnologie und -kapazität können Energiespeicher in folgenden Anwendungsgebieten wirtschaftlich eingesetzt werden. Die angegebenen Zahlenbeispiele sind als Referenz zu verstehen.

Langzeitspeicherung („Wochenspeicherung“)

Referenzfall: ~ 100 GWh, > 500 MW, Entladedauer 200 h, 1 – 2 Zyklen / Monat

Untersuchte Technologien: Pumpspeicherkraftwerke, CAES, Wasserstoff

Für die Langzeitspeicherung, die notwendig ist, wenn der Ausgleich von Stark- und Schwachwindzeiten oder auch längeren Gut- und Schlechtwetterperioden in Bezug auf die Photovoltaik mit Speichern ausgeglichen werden sollen, stellen Pumpspeicherkraftwerke die kostengünstigste Variante dar. Allerdings gilt das Potential in Europa aus technischen und gesellschaftlichen Gründen als sehr begrenzt. Einzig die Nachrüstung bestehender Speicherkraftwerke zu Pumpspeicherkraftwerken würde hier ein Potential aufzeigen. Druckluftspeicher kommen wegen hoher spezifischer Kosten und einem begrenzten Angebot an Kavernenspeichern für diese Aufgabe nicht in Frage. Wasserstoff stellt technisch das größte Potential bereit, wenn von einer Speicherung unter Druck in Kavernen ausgegangen wird. Die Kosten liegen pro gespeicherter kWh für den Referenzfall bei rund 20 ct/kWh und können ggf. 10 ct/kWh erreichen.

Gebaut werden könnten solche Speicher neben dem globalen zeitlichen Ausgleich auch noch bei Windparks mit hoher Leistung und ungenügender Netzanbindung. Der Speicher wäre dann entsprechend kleiner. Allerdings kann hier gegenüber dem Netzausbau keine wirtschaftliche Lösung gefunden werden. Es ist dabei zu bedenken, dass auch bei Verwendung eines Speichers eine Leitung mit einer Kapazität von mindestens einem Viertel bis zu einem Drittel in Bezug auf die installierte Leistung des Windparks vorhanden sein muss.

Die Speicher sorgen dafür, dass die Windkraftanlagen in der Regel nicht abgeschaltet oder angedrosselt werden müssen. Zusätzlich können die Speicher auch noch im Tagesgeschäft Kapazität anbieten und damit die Ertragssituation verbessern. Dafür wird zwar nur ein kleiner Teil des großen Speichers benötigt, aber auch die Leistungseinheiten (Energiewandler). Dadurch können diese Zusatzaufgaben ohne entsprechende Maßnahmen nicht wahrgenommen werden, wenn die Anlage im Rahmen ihrer eigentlichen Bestimmung betrieben wird. Abhilfe könnte eventuell durch zusätzliche Leistungseinheiten geschaffen werden, die sich dann auf den gleichen

Speicher stützen, aber auf beiden Zeitskalen (Referenzfall 1 und 2) Leistung anbieten können.

Bei Verwendung einer Wasserstoffspeichersystems, kann auch Wasserstoff ausgekoppelt werden und z.B. dem Verkehrssektor zur Verfügung gestellt werden. Die Kosten und Wirtschaftlichkeitsrechnungen werden dafür dann jedoch sehr unübersichtlich und müssen im gesamtwirtschaftlichen Kontext durchgeführt werden.

Tagesspeicherung Hochspannung

Referenzfall: ~8-10 GWh , 1 GW, Entladedauer 8 h, 1 Zyklus / Tag (Sekundär- und Minutenreserve)

Untersuchte Technologien: Pumpspeicherkraftwerke, H₂-Speicher, CAES, thermoelektrische Speicher, Batterien

Ausgleich der Fluktuationen der prognostizierten Windeinspeisung bzw. Ausgleich des Tageslastgangs durch Spitzenlastreduzierung. Speicherung Windenergieüberschuss vorwiegend nachts, Ausspeisung tagsüber. Voraussetzung: Einbindung der EEG- und KWK-Anlagen in die Bilanzkreise;

Prognoseabweichungen werden in Rechnung gestellt (Beitrag regenerativer Erzeuger und KWK-Anlagen zu den Systemdienstleistungen mit Hilfe von Energiespeichern und Lastmanagement, Vermeidung von Minutenreserveleistung aus thermischen Kraftwerken)

Tagesspeicherung Mittelspannung

Referenzfall: ~40 MWh, 10 MW, Entladedauer 4 h, 2 Zyklen / Tag

Untersuchte Technologien: Batterien

geeignet für die Vorhaltung von Primärregelreserve (technisch und wirtschaftlich). wirtschaftlich, wenn kurze Zykluszeiten erforderlich sind.

Bereitstellung von Regelreserve

Referenzfall 1 Primärregelung²⁵: Bereitstellungszeit in 30 s linear aktivierbar; Entladedauer 15 min

Untersuchte Technologien: Batterien, Pumpspeicher / CAES / H₂-Speicher (wenn in Betrieb und freie Kapazität)

²⁵ Für eine Regelzone wird eine typische Primärregelleistung von insgesamt einigen 100 MW benötigt.

Referenzfall 2 Sekundärregelung²⁶: Bereitstellungszeit 5 min, Entladedauer 1 h

Untersuchte Technologien: Pumpspeicher / CAES / H₂-Speicher (wenn in Betrieb und freie Kapazität)

Referenzfall 3 Tertiärreserve²⁷: Bereitstellungszeit: 15 min., Entladedauer 4h

Untersuchte Technologien: Pumpspeicher / CAES / H₂-Speicher

Die zunehmende Installation erneuerbarer Energien insbesondere Wind aber auch Photovoltaik verändert die Charakteristik des Übertragungs- und Verteilungsnetzes in Bezug auf Aktion und Reaktion auf plötzliche Laständerungen.

Die wesentliche Ursache dafür ist, dass diese Energiequellen über Invertersysteme an des Netz gekoppelt sind. Invertersysteme haben eine deutlich geringere Überlastfähigkeit im Vergleich zu den in konventionellen Kraftwerken eingesetzten Synchrongeneratoren. Das führt zu einer geringeren Netzsteifigkeit. Werden keine Maßnahmen ergriffen führt das zu Netzstabilitätsproblemen und zu einer Reduzierung der Verfügbarkeit in der Stromversorgung.

Mit Zunahme der unregelmäßigen Stromerzeuger (insbesondere Wind und Photovoltaik) sinkt die Möglichkeit der Primärregelung mit konventionellen thermischen Kraftwerken. Daraus folgt, dass entweder die verbleibenden thermischen Kraftwerke mehr Regelleistung vorhalten müssen (begrenzt durch die jeweiligen technischen Möglichkeiten) oder auch die Systeme auf Basis erneuerbarer Energien zur Bereitstellung von Primärregelreserven verpflichtet werden müssen. Dies führt zu Ertragsausfällen, da die Anlagen dann unterhalb der Maximalleistung gefahren werden müssen. Hier könnten die umrichtergekoppelten elektrochemischen Speicher eine wichtige Rolle spielen, da sie nahezu alle in 10 ms auf Vollast sein können. Die jeweiligen Möglichkeiten sind sowohl nach betriebs- als auch nach volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten zu optimieren.

Speicher in Fahrzeugen

Getrieben durch die Notwendigkeit der CO₂-Reduktion im Automobilverkehr und der Hinwendung zu nicht erdölbasierten Kraftstoffen, wird in den kommenden Jahren die Zahl der elektrischen Fahrzeuge und der Plug-in Hybride erheblich zu nehmen. Als

²⁶ Für eine Regelzone wird eine typische Sekundärregelleistung von insgesamt 2,5 GW benötigt.

²⁷ Für die Tertiärregelung gilt das unter Sekundärregelung Gesagte.

Speicher für diese Fahrzeuge werden heute nahezu ausschließlich die verschiedenen Derivate der Lithium-Ionen-Technologie diskutiert.

Diese Speicher werden also in Folge des Bedarfs der spezifischen mobilen Anwendung kommen und stehen dann als Kollektiv auch für Aufgaben der Netzreglung zur Verfügung. Dabei werden die Speicher durch intelligentes Management als virtueller Großspeicher behandelt, bei dem es auf die Verfügbarkeit eines einzelnen Fahrzeugs nicht ankommt. Das System arbeitet auf Basis der statistischen Verfügbarkeit mit einer sehr großen Zahl von Einzelsystemen.

Regelleistung für das Netz kann zum einen durch gezieltes An- und Abschalten, bzw. durch eine bedarfsorientierte Regelung des Ladevorgangs erreicht werden oder auch durch die Rückspeisung von Energie in das Netz.

Die Potentiale sind sehr groß und erlauben bei einer hohen Durchdringung von elektrifizierten Fahrzeugen das Anbieten von Speichersystemdienstleistungen auf den Zeitskalen von Millisekunden bis einem Tag, allerdings nicht darüber hinaus.

Spannungsqualität

Speicher für die zuverlässige Stromversorgung (z. B. USV-Funktionalität von Speichern in kritischen Industrieanwendungen, DC- und AC-USV)

Referenzfall: Größenordnung ~0,005 - 0,1 MWh, hohe Leistung

Untersuchte Technologien: Batterien, Schwungmassenspeicher, SuperCaps

Es kommen alle Technologien in Frage, die innerhalb von 10 s auf Vollast sein können. Dazu gehören die Schwungmassenspeicher, SuperCaps und Supraleitende Spulen (SMES),

die alle eine hohe Selbstentladung aufweisen und daher energetisch für USV-Anwendungen einen gewissen Nachteil aufweisen, und die meisten Batterietechnologie mit internem Speicher (Bleibatterien, NiCd-Batterien, Lithium-Ionen-Batterien, NiMH-Batterien). Weniger geeignet sind die Hochtemperaturbatterien NaS und NaNiCl, die zwar die Leistung schnell bereitstellen können, aber durch die Hochtemperaturtechnik eine hohe Energiezuführung zur Wärmehaltung benötigen.

Je nach Dauer der Leistungsbereitstellung sind verschiedene Speichersysteme wirtschaftlicher als andere. Bei Bleibatterien nimmt z.B. die entnehmbare Energie mit zunehmender spezifischer Entladeleistung erheblich ab. Dies ist dagegen bei NiCd und Lithium-Ionen-Batterien kaum der Fall. Daher sind für Überbrückungszeiten im Bereich von Stunden Bleibatterien sicherlich die wirtschaftlichste Variante, wenn es aber in den Bereich kleiner 15 Minuten gibt, stehen viele Technologien im Wettbe-

werb. Für Überbrückungszeiten kleiner 1 min sind SuperCaps und Schwungmassenspeicher interessante Optionen.

Spannungsqualität, autonome Stromversorgungen (Inselnetze, Micro-Grids, ...)

Referenzfall: nicht spezifiziert (alle Größenordnungen)

Untersuchte Technologien: Batterien, Schwungmassenspeicher, SuperCaps

Speicher unverzichtbar!

Größe bestimmt durch Zusammenstellung der Stromerzeuger

Hochleistungsspeicher wie SuperCaps und Schwungräder machen nur dort Sinn, wo Hybridsysteme mit Diesel- oder Gasgeneratoren betrieben werden oder wenn sehr schnelle Schwankungen in der Stromerzeugung (z.B. Turmschatten bei Windkraftanlagen) oder der Verbraucher auftreten können. Fluktuationen des Dargebots aus erneuerbaren Quellen werden vollständig mit den konventionellen Generatoren ausgeglichen und die Gesamtauslegung ist so, dass typischerweise keine Überschüsse bei den erneuerbaren Quellen entstehen.

Sobald die erneuerbaren Quellen auch Überschüsse erzeugen, die nicht direkt verbraucht werden können, müssen Speicher mit ausreichender Energiekapazität verwendet werden. In Inselnetzen werden hierfür heute nahezu ausschließlich Batteriespeicher verwendet. Die Größe richtet sich dann insbesondere nach dem Anteil, der durch erneuerbare Energien zum Gesamtenergiebedarf beigesteuert werden soll, dem Mix an Stromerzeugern und der Laststruktur.

7.3 Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern

Die volks- und betriebswirtschaftlich vertretbaren Kosten und die Erfolgsaussichten eines Energiespeichers am Markt hängen von seiner Anwendung ab. In jedem Marktsegment bieten sich zur Energiespeicherung konkurrierende Technologien an, die dann den erzielbaren Preis dieser Dienstleistung bestimmen.

Speicher stellen keine wirtschaftliche Alternative für den Netzausbau (regional/überregional) dar, wenn z.B. von einer langfristigen Nutzung eines Standortes für Windkraftanlagen ausgegangen wird. Ein Netzausbau hilft dann nicht mehr weiter, wenn auch überregional die Erzeugerleistung größer ist als die Last.

Nur dann wenn kein Netzausbau möglich ist, können Speicher beim Auftreten von Erzeugungsspitzen Netzüberlastungen bzw. eine Abregelung der Stromerzeugungsanlagen vermeiden (Pumpspeicher, CAES, Wasserstoff im Übertragungsnetz bzw.

Batteriespeicher im Verteilungsnetz). Durch Speicher werden dann auch höhere installierte Leistungen von Stromerzeugern auf Basis fluktuierender erneuerbarer Energien möglich (Verhältnis Erzeugungsleistung/Engpassleistung < 4).

Speicher lohnen sich ab einer Abschaltung von Windkraftanlagen bei Starkwindphasen mit Überlastung des Netzes von mindestens 15% der Jahresenergie. Längere Starkwindphasen können jedoch in der Regel durch regionale Speicher nicht mehr aufgenommen werden. (Pumpspeicher, CAES, Wasserstoff).

Netzausbau Höchstspannungsnetz als HVDC: Bereits bei Auslastung einer solchen Leitung von nur 15% kann eine Übertragung über 1000 km zu gleichen Kosten wie mit einem Speicher erfolgen, bei 25% Auslastung rund 3000 km (Pumpspeicher, CAES, Wasserstoff). Aber auch bei Einsatz eines Speichers kann nicht völlig auf den Netzausbau verzichtet werden.

Energiespeicher sind im Stromhandel dann wirtschaftlich, wenn regelmäßig die Differenz zwischen Nachtstrom und Spitzenpreis am Tag wenigstens 3 €/ct/kWh beträgt (Pumpspeicher, CAES bei 3 €/ct/kWh, Wasserstoff, Batterien ggf. bei 9 EURct/kWh). Dabei ist auch das Marktverhalten zu beachten, wobei mit steigendem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien zunächst mit einer Steigerung der Preisspreizung zu rechnen ist. Mit zunehmender zur Verfügung stehenden Speicherkapazität wird die Preisdifferenz jedoch auch wieder zurückgehen.

In der VDE-Studie „Smart Distribution“ [12] wird ein Modell zur Ablösung der unflexiblen Einspeisevergütung (EEG) vorgeschlagen, um auch die erneuerbaren Energien in den Markt zu integrieren. Dabei sollen auch die erneuerbaren Energien nach EEX vergütet werden. Als Anreiz zur Speicherung während der nächtlichen Schwachlastzeit soll zu Starklastzeiten ein Aufschlag von etwa 9 €/ct/kWh auf den jeweiligen EEX-Preis gezahlt werden. Damit wird es möglich die erneuerbaren Energien in Kombination mit der Energie aus Speichern entsprechend vorgegebenen Erzeugungsprofilen einzusetzen.

Die Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern kann verbessert werden, wenn zusätzliche Systemdienstleistungen erbracht und vergütet werden können (abhängig vom Einbauort des Speichers).

Energiespeicher können im Reserveleistungsmarkt (Primär-, Sekundär und Minutenreserve) wirtschaftlich eingesetzt werden, wenn entsprechende freie Kapazitäten zur Verfügung stehen und der Speicher technisch hierfür geeignet ist.

Immer wenn durch Spannungseinbrüche oder Versorgungsunterbrechungen hohe Kosten durch Produktionsausfälle auftreten, sind Speicher mit USV-Funktionalität

wirtschaftlich. In einer Wirtschaftlichkeitsanalyse ist der standortbedingte Nutzen zu klären. Für eine weiterreichende Nutzung als die sehr selten benötigte USV-Funktion, kann eine größere Speicherkapazität bei gleicher Leistung sinnvoll sein.

Ein Tageslastgangausgleich in der städtischen Versorgung (Niederspannungsebene) durch Energiespeicher macht, wenn überhaupt, nur kurzfristig Sinn. Der Lastausgleich kann auf höherer Spannungsebene zu geringeren Kosten erfolgen, so dass bei Speichern im Verteilungsnetz noch ein Zusatznutzen gegeben sein muss. Der kurzfristige Nutzen des Abnehmers durch die Reduzierung der Spitzenleistung und der damit verbundenen geringeren Kosten für die Leistungsbereitstellung geht ggf. nach relativ kurzer Zeit wieder verloren, weil der Vorversorger seine Kosten auf die dann geringere Leistung umlegen muss.

Speicher auf tiefen Spannungsebenen können dann wirtschaftlicher als große Zentralspeicher sein, wenn sie einen Zusatznutzen bzw. eine andere Primärfunktion haben. Ein Beispiel dafür sind Plug-in Hybride oder Elektrofahrzeuge, deren Primärnutzung die Mobilität ist, so dass damit die Speicherdienstleistung zum Netz hin kostengünstiger angeboten werden kann.

Vermiedene Netzentgelte durch Speicher können nur dann dauerhaft in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in Anrechnung gebracht werden, wenn der Speichereinsatz dauerhaft zur Vermeidung des Netzausbaus oder zu einem Rückbau der Netze führt. Ansonsten bleiben die Netzkosten bestehen und müssen ggf. auf eine geringere Menge kWh umgelegt werden.

In autonomen Stromversorgungen sind Speicher immer notwendig. Die Kosten hängen erheblich davon ab, welche Zeiträume überbrückt werden müssen.

Mit dem Anwachsen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien werden vermehrt Netzprobleme auftreten. Zur Abhilfe muss daher frühzeitig mit dem Bau von Speichern begonnen werden. Diese Speicher sind nicht nur in räumlicher Nähe zu Windkraftanlagen (WKA) zu installieren, sondern auch zentral anordnet zur Ausregulierung der Gesamtbilanz. Dezentrale Speicher machen in der Regel nur dann Sinn, wenn sich aus der Summe ihrer jeweiligen Funktionen ein wirtschaftlicher Vorteil ergibt. Dabei gilt aber, dass auch durch Speicher die Netze nicht signifikant rückgebaut werden können. Die Netze können jedoch durch Speicher von einer reinen Verteilfunktion des Ortes um die der Zeit weiterentwickelt werden. Energiespeicher sind folglich ein Infrastrukturelement mit zunehmender Bedeutung für die Netzsicherheit. Die Schaffung und der Erhalt von Infrastrukturen sind auch hoheitliche Aufgaben.

Eine kombinierte Nutzung von Speichern ist möglich: Netzengpässe beseitigen, Ausgleich Tagesspitze und Nachtschwachlast, Kompensation von Prognoseabweichungen der Windleistungsabgabe, Regelleistung, Reservevorhaltung. Die Addition von mehreren Dienstleistungen machen Speicher wirtschaftlich.

7.4 Stand der Entwicklung von Speichertechnologien

Aus energiewirtschaftlicher Sicht lassen sich derzeit lediglich Pumpspeicherkraftwerke und hydraulische Speicherkraftwerke, sofern diese als Pumpspeicherkraftwerke nachgerüstet werden können, als stationäre Großspeicher einsetzen.

Druckluftspeicher und großen Batterien konnten sich in der Energiewirtschaft weltweit bisher nicht oder nur in Einzelfällen durchsetzen. Teilweise ist dies technisch bedingt. Es gibt aber technisch auch sehr erfolgreiche Beispiele, die aber betriebswirtschaftlich unter veränderten Rahmenbedingungen nicht oder nach einiger Zeit nicht mehr erfolgreich betrieben werden konnten.

Technologisch gesehen sind Batteriespeicher auch bis in den GW-Bereich skalierbar. Dies erfolgt allerdings durch reines Parallelisieren von kleineren Einheiten, so dass hier keine nennenswerten Skaleneffekte in Bezug auf Kosten oder Wirkungsgrad erreicht werden können. Zwanzig 50 MW Einheiten an einem Standort vereint würde aber ein Leistung von 1 GW mit hoher Redundanz des Systems ergeben.

Einige sehr hoffnungsvolle Speichertechnologien sind in der Entwicklung, deutliche Kostenreduzierungen sind insbesondere bei Batteriespeichern durch Massenproduktion zu erwarten:

CAES:

Diabate Druckluftspeicher sind ein marktverfügbares Produkt. Weiterentwicklungen zielen hier auf Wirkungsgraderhöhungen durch den Einsatz von Abgasrekuperatoren zur Vorwärmung der Entspannungsluft und durch Optimierung des Turbinenstrangs mit höheren Temperaturen und Drücken und weiter verbesserter Ausnutzung der Abgaswärme.

Die diabate 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.

Die diabate Kompression geht mit einer erhöhten Temperatur in den Hochdruckstufen des Kompressorstrangs einher. Zusammen mit der Forderung nach kurzen Anfahrzeiten und hohen Wirkungsgraden werden Lösungen nötig, die vom konventionellen Kompressorbau nicht abgedeckt werden. Ein mehrgehäusiger Ma-

schinensatz bestehend aus Axialmaschinen und einwelligen Radialmaschinen kann solche Spezifikationen erfüllen.

Der thermische Speicher ist zentrales Element der Anordnung und seine Leistungsfähigkeit ist entscheidend für den Wirkungsgrad des Gesamtprozesses. Sowohl Feststoffspeicher als auch Flüssigspeicher auf der Basis sensibler Speichermedien können die Prozessanforderungen effizient erfüllen. Der Feststoffspeicher hat dabei Leistungsvorteile, verlangt allerdings einen druckbeaufschlagten Behälter mit entsprechendem Mehraufwand.

Schwierige Anforderungen für die von Dampfturbinen abgeleiteten Druckluftturbinen sind hohe Wirkungsgrade über den gesamten Betriebsbereich sowie Schnellstartzeiten, die um eine Größenordnung kleiner sind als bei heutigen Maschinen. Eine adaptive Turbinenstufe auf der Basis verstellbarer Schaufeln ermöglicht die benötigte Volumenstromadaption. Temperatur- und Druckanforderungen können mit bewährten Designkonzepten und Werkstoffen beherrscht werden. Zum Erreichen der angestrebten Schnellstartzeiten ist ein Vorwärmkonzept vorgesehen.

Wasserstoff:

Die Erzeugung von Wasserstoff in großen Elektrolyseuren und dessen Speicherung unter Druck in unterirdischen Salzkavernen hat als einzige Technologie das Potential für den Lastausgleich mit Zeitkonstanten im Bereich von Wochen oder Monaten bzw. zur Bildung strategischer Reserven analog der heutigen nationalen Gas- und Ölrreserven. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass Wasserstoff auch im Transportsektor eine wesentliche Rolle spielen wird – sowohl als Kraftstoff direkt - als auch zur Reduzierung der benötigten Anbauflächen für die Herstellung von BtL-Kraftstoffen. Die Rückverstromung von Wasserstoff wird im Leistungsbereich einiger 100 MW mit speziellen Wasserstoffturbinen bzw. im kleineren Leistungsbereich dezentral oder mobil mit Brennstoffzellen erfolgen. Auf allen Sektoren ist hier noch entsprechende Entwicklungsarbeit zu leisten. Als oberstes Ziel sollte hier eine deutliche Verbesserung der Energieeffizienz der gesamten Kette angestrebt werden. Die eigentliche Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen ist Stand der Technik hauptsächlich in den USA. Für den Einsatz in Europa sind noch gewisse Anpassungen an die lokalen behördlichen Anforderungen erforderlich; dies betrifft insbesondere die Werkstoffauswahl im Bereich der Bohrung.

Lithium-Ionen-Batterien:

Lithium-Ionen-Batterien sind durch hohe Energiedichten vor allem für den mobilen Bereich (Elektrofahrzeuge und Plug-in-Hybrids) prädestiniert, im stationären Bereich vor allem für kurzzeitige Entladungen bei hohen Stromstärken (Primärregelreserve,

USV) interessant; derzeit ist dies die Technologie mit den größten F&E-Aktivitäten weltweit (geschätzt > 500 Millionen €). Ein wesentliches Entwicklungsziel für mobile Anwendungen ist, durch signifikante Produktionszahlen Kosten im Bereich unter 300 Euro/kWh realisieren zu können.

Durch die große Zahl der möglichen Materialkombinationen gibt es auch nach wie vor einen hohen Bedarf für Grundlagenforschung und es ist bis heute nicht klar, welches der Konzepte die beste Kombination von Eigenschaften für den Einsatz im Bereich von großen Speichersystemen, wie sie im Netz- oder auch im Elektrotraktionsbereich notwendig sind, haben wird.

Ein weiteres Entwicklungsziel ist die Anhebung der Zyklenlebensdauer. Standardprodukte mit 5000 Vollzyklen könnten kurzfristig am Markt verfügbar werden. Weitere Steigerungen der Energiedichte und vor allem der Leistungsdichte werden angestrebt. Bei mobilen Anwendungen ist auch das Erreichen der notwendigen Sicherheitsanforderungen eines der vorrangigen Entwicklungsziele. Trotz einer im Vergleich zu anderen Systemen geringen Entwicklungszeit, befinden sich Lithium-Ionen-Batterien in einem relativ weit fortgeschrittenen Entwicklungsstadium.

Neben der eigentlichen Batterieentwicklung sind hier auch noch geeignete Systeme zur Batterieüberwachung bzw. für das Batteriemangement zu entwickeln.

NaS-Batterien:

Die NaS-Batterie wird derzeit ausschließlich in Japan von der Firma NGK entwickelt. Inzwischen hat man einen recht guten Entwicklungsstand erreicht, so dass dort bereits in der industriellen Produktion ist und mehrere Anlagen zum Load-levelling, insbesondere für den japanischen Markt realisiert hat. Neben der Blei-Säure-Batterie gehört diese Technologie derzeit zu den kostengünstigsten Batterietechnologien. Für mobile Anwendungen spielt die NaS-Batterie allerdings heute keine Rolle mehr, da sie ständig auf Betriebstemperatur gehalten werden muss und daher nicht für längere Standzeiten geeignet ist.

Bei elektrochemischen Batterien oder Akkumulatoren mit internem Speicher, ist die Zahl interessanter Materialkombinationen sehr groß. Für den hier diskutierten Einsatz in Stromnetzen kommen derzeit nur Bleibatterien, NiCd-Batterien und neuerdings auch NaS-Batterien als kommerziell verfügbare Batterietechnologien in Frage. Alle Technologien, selbst die langjährig bewährte Bleibatterie, haben noch großes Entwicklungspotential, das insbesondere durch einen absehbaren Massenmarkt gehoben werden kann.

7.5 Handlungsbedarf in Politik, Forschung und Industrie

Bei weiterem Ausbau erneuerbarer Energien werden Energiespeicher unverzichtbar. Speicher können heute in der Regel jedoch noch nicht wirtschaftlich betrieben werden. Andererseits ist es mittel- bis langfristig kostengünstiger Speicher zu bauen als WKA bei Netzproblemen abzuschalten und die entstehenden Ausfallkosten durch das EEG von den Stromverbrauchern subventionieren zu lassen. Um in 2020/2030 über ausreichende Speicherkapazitäten verfügen zu können, müssen bereits heute als Vorsorgemaßnahme wirtschaftliche Anreize für die Entwicklung und den Bau von geeigneten Speichersystemen gegeben werden. Es ist absehbar, dass sich Speicher langfristig volks- und betriebswirtschaftlich rechnen. Um diesen Punkt zu erreichen, sind jedoch geeignete FuE- und Anreizprogramme erforderlich. Durch Erweiterung des EEG sollten daher Energiespeicher ähnliche Fördermechanismen erhalten wie die erneuerbaren Energien. Damit könnte gewährleistet werden, dass wir rechtzeitig leistungsfähige Speichertechnologien zu akzeptablen Preisen einsetzen können, vorzugsweise mit eigenem Know-how und aus inländischer Produktion.

Ein Ansatz zur Förderung der Speichertechnologien wird insbesondere in einer Anpassung der derzeit starren Einspeisevergütung des EEG gesehen. Durch die Einführung zeitvariabler Einspeisetarife, die sich an der jeweiligen Erzeugungs- und Lastsituation und damit letztendlich an den Börsenpreisen (EEX) orientieren, könnte die Förderung von einem Prinzip Quantität zu einem Prinzip Qualität umgestellt werden. Bei geringer Nachfrage und damit geringen Preisen, könnte so ein Energieüberschuss aus den nicht verschiebbaren erneuerbaren Energien durch Zwischenspeicherung in Zeiten mit hohem Bedarf und hohen Preisen verschoben und entsprechend bedarfsorientierten Erzeugungsprofilen eingespeist werden. Ohne zusätzlichen Bonus für die Speicherung ist ein derartiges System jedoch heute noch nicht selbsttragend [12]. Eine derartige Anschub-Subventionierung für Energiespeicher analog EEG sollte in Bezug auf die Speichertechnologie diskriminierungsfrei erfolgen.

Da erwartungsgemäß die Speicherpreise durch Massenproduktion fallen werden, kann die Förderung sukzessive zurückgenommen werden.

Das Stromnetz, das heute ein Verteilungsnetz im Raum ist, kann durch Speicher so zu einem Verteilungsnetz im Raum und in der Zeit weiterentwickelt werden.

In der Regel gilt, dass sich die Anpassung der Erzeugung an den Bedarf und somit auch die Energiespeicherung vorzugsweise in der Verbundnetzebene am effizientesten realisieren lässt, da sich dort regionale Unterschiede zwischen Erzeugung und Bedarf zum Teil ausgleichen, so dass dort eine kleinere Speicherleistung erforderlich

ist, als in Summe bei regionaler oder gar kundenseitigen Ausregelung erforderlich wäre. Auch eine Ausregelung auf Bilanzkreisebene ist aus technischer Sicht nicht sinnvoll, wenngleich die heutigen regulatorischen Randbedingungen hierfür einen gewissen wirtschaftlichen Anreiz bieten. Kleinere, dezentral im Netz verteilte Speicher lassen sich jedoch über ein gemeinsames Managementsystem zu einem „virtuellen Großspeicher“ zusammenfassen oder zusammen mit unterschiedlichen Erzeugungssystemen als „virtuelles Kraftwerk“ betreiben. Das Preissignal für den Speichereinsatz wird aber auch hier von der obersten Ebene (Regelzone oder höher) kommen. Daher wird auch vorgeschlagen, dass zukünftig eigene EEG-Bilanzkreise gebildet werden sollten, mit den Pflichten und Rechten der heutigen Bilanzkreise.

Vielfach ist ein regionaler oder lokaler Speichereinsatz sinnvoll, wenn der Speicher zusätzlich zum reinen Erzeugungsausgleich für andere Aufgaben genutzt werden kann, z.B. USV-Funktion, Netzengpassmanagement, ...Konzepte für derartige multifunktionale Speicher sind weiterzuentwickeln und wirtschaftlich zu evaluieren.

Forschung und Entwicklung ist noch für nahezu alle Speichertechnologien erforderlich: Batteriesysteme aber auch Komponenten für CAES, thermoelektrische Speicher, H₂-Hochdruckelektrolyseure, H₂-Gasturbinen. Neben der Grundlagenforschung an Hochschulen und Forschungsinstituten ist hier auch die industrielle Forschung und Entwicklung gefragt, um durch entsprechende Referenzprojekte bzw. Fertigung im Industriemaßstab kurzfristig die Machbarkeit zu demonstrieren, um dann möglichst zügig die Marktreife zu erreichen. Insbesondere die Entwicklung von Speichersystemen im großtechnologischen Maßstab erfordert hohe Investitionen und ist mit entsprechend hohen Risiken verbunden.

Bei Wasserkraftwerken (große Speicherseen in den alpinen Regionen) ist auch das Retrofit-Potenzial zu ermitteln, in wieweit vorhandene Anlagen um Pumpfunktionen ergänzt werden können. Außerdem ist das tatsächlich in Deutschland unter realistischen Randbedingungen (auch unter dem Aspekt der Genehmigungsverfahren) erschließbare Potenzial für Pumpspeicher zu ermitteln.

Bei der „Elektrifizierung“ des Straßenverkehrs (Plug-In Hybridfahrzeuge, Batteriefahrzeuge, Brennstoffzellen, Infrastruktur für eine Wasserstoffversorgung), haben Politik, Forschung und Industrie bereits erste Weichen gestellt. Hier gilt es, den eingeschlagenen Weg konsequent weiter zu gehen, damit bei E-Mobility ein ähnlicher Durchbruch erzielt wird, wie wir es heute bei den erneuerbaren Energien erleben.

7.6 Faktoren, die einen Einfluss auf den Bedarf, die Struktur, die Wirtschaftlichkeit oder die Machbarkeit von Speichersystemen haben können

Es gibt eine Reihe von Faktoren, die bei Technologie- und Investitionsentscheidungen insbesondere bei Anlagen mit langer Abschreibungsdauer in die Bewertung mit einbezogen werden müssen.

In Fällen, in denen bei zunehmender WEA-Einspeisung heute ein Netzausbau in Freileitungstechnik nicht möglich ist, könnten im Sinne einer volkswirtschaftlichen Optimierung z.B. Genehmigungsverfahren vereinfacht werden oder günstigere Kabeltechniken den Netzausbau trotzdem ermöglichen und damit den in aller Regel hier teureren Speicher überflüssig machen.

Die jeweils benötigte Speicherleistung und Speicherkapazität hängen stark vom Stromerzeugungsmix (z. B. Anteile von Wind, Photovoltaik, Solarthermie, Nuklear, etc.) und dem Grad der Vernetzung mit den Nachbarländern ab, die sich durch politische Vorgaben unvorhersehbar entwickeln kann.

Spezielle Anwendungen für Speicher könnten in den Markt drängen, die dann als Sekundärnutzen auch dem Netz zur Verfügung stehen können (z. B. Plug-in Hybride und Elektrofahrzeuge). Durch Doppelnutzung kann derartige Speicherleistung und -kapazität ggf. kostengünstig angeboten werden und damit die Wirtschaftlichkeit von Speicheranlagen mit langen Abschreibungszeiten negativ beeinflussen.

Der weiträumige Ausbau der Stromübertragungsnetze würde den Speicherbedarf ebenfalls reduzieren, da sich auf diese Weise relativ kostengünstig Regionen mit unterschiedlichem Energiedargebot und unterschiedlichen Lastganglinien verbinden lassen.

Eine konsequente Anwendung von Lastmanagement wird ebenfalls einen erheblichen Einfluss auf den erforderlichen Speicherbedarf haben, wobei Lastmanagement beim Kunden nur dann auf Akzeptanz stoßen wird, wenn seine Betriebsprozesse bzw. sein gewohntes Verhalten möglichst wenig beeinflusst werden. Hierzu zählen insbesondere Anwendungen mit Wärme- /Kältespeicherung.

Zu berücksichtigen sind auch die Entwicklungen im Bereich „Virtuelle Kraftwerke“. Eine intelligente Zusammenschaltung bzw. Kombination verschiedenartiger Stromerzeuger kann den Speicherbedarf ebenso reduzieren.

Mittelfristig ist auch mit der Einführung von Wasserstoff als Kraftstoff zu rechnen. Für den Aufbau einer entsprechenden Versorgungsstruktur werden aus verschiedensten Gründen auch Speicher benötigt. Neben der Nutzung als Kraftstoff für Fahrzeuge,

könnte dieser Wasserstoff parallel auch für eine stationäre Rückverstromung genutzt werden. Erste Abschätzungen haben bereits gezeigt, dass eine derartige Doppelnutzung den Nutzungsgrad des Gesamtsystems sogar erhöhen würde.

7.7 Bemerkungen zur Verfügbarkeit von Standorten für die Installation von Großspeichern

Der mögliche Zubau an Großspeichern (Pump-, Druckluft- und Wasserstoffspeicher) hängt nicht nur von volks- und betriebswirtschaftlichen Aspekten ab. Vielmehr wird das Zubaupotential auch durch die Verfügbarkeit geeigneter Standorte bestimmt.

I Pumpspeicherkraftwerke:

Wegen des erheblichen Eingriffs in die Landschaft durch die Anlage großer Speicherbecken (in der Regel Ober- und Unterbecken), oft gerade in landschaftlich wertvollen Regionen oder auch wegen mangelnder topografischer Voraussetzungen, besteht nicht nur in Deutschland ein sehr begrenztes Ausbaupotential. Dies betrifft z.B. auch Norwegen mit einem in technischer Hinsicht großen Potential: dort stellen sich Umweltschutzverbände inzwischen massiv gegen einen weiteren Ausbau der Wasserkraft.

Was ggf. erhöht werden kann, ist die Leistung bestehender Anlagen durch Vergrößerung der Druckleitungen und der Motor/Pumpe bzw. Turbine/Generator-Einheiten. Weiterhin können im Einzelfall bestehende Speicherkraftwerke zu Pumpspeicherkraftwerken erweitert werden. Derartige Projekte laufen derzeit z.B. in Österreich und in der Schweiz.

II Druckluftspeicher-Kraftwerke:

Der Nordwesten Deutschlands und die angrenzende Region der Niederlande verfügt über besonders gute geologische Voraussetzungen zur Anlage von Speicherkavernen in Salzformationen. Die aktuelle und zukünftig zu erwartende energiepolitische Entwicklung hat allerdings zu einer starken Nachfrage nach Salzstrukturen für die Speicherung von Erdgas geführt; dies gilt nicht nur für den nationalen sondern auch für den internationalen Bedarf. Als Folge wird bereits ein erheblicher Teil der gut geeigneten, küstennahen Salzstrukturen genutzt oder ist zumindest verplant.

Weitere Kapazitäten stehen allerdings in küstenferneren Regionen und grundsätzlich auch im Offshore-Bereich der Nordsee zur Verfügung. Die küstenfernen Onshore-Lokationen wurden bisher vor allem wegen der damit verbundenen höheren Kosten für die Ableitung der großen Solevolumina, die bei der Erstellung der Kavernen anfallen, noch nicht berücksichtigt. Die Nutzung von Offshore-Lokationen wird derzeit konkret für Erdgasspeicher in der Irischen See untersucht; die Nutzung von Lokatio-

nen in der Nordsee für Druckluftspeicher ist grundsätzlich machbar, allerdings zu wesentlich höheren Kosten für die untertägigen wie die obertägigen Anlagenkomponenten.

Die im Rahmen des AA CAES Projektes durchgeführten Untersuchungen zu den Kraftwerkskomponenten Kompressor – Wärmespeicher – Turbine haben gezeigt, dass zukünftig adiabate Druckluftspeicher bei zweistufiger Konfiguration auf ähnlich hohen Druckniveaus und damit großen Teufen wie Erdgaskavernen betrieben werden können. Eine zusätzliche Voraussetzung hierfür ist die Weiterentwicklung der Verrohrungstechnik der Speicherkavernen. Mit der wesentlichen Erhöhung des Betriebsdrucks entfielen die bisher gültige Beschränkung bei der Auswahl geeigneter Salzstrukturen auf relativ geringe Teufen.

Die derzeit existierenden diabaten Druckluftspeicher-Kraftwerke – also ohne Nutzung der Kompressionswärme – und die in naher Zukunft geplanten adiabaten Kraftwerke mit einstufigen Kompressor- und Turbinen-Einheiten wurden bzw. werden für vergleichsweise geringe Drücke (Huntorf: 50 bis 70 bar) ausgelegt. Diese Randbedingung schränkt die Auswahl geeigneter Salzstrukturen stärker auf relativ flach liegende Strukturen ein.

Bei geeignetem Betriebsdruck ist die Nachnutzung bestehender Erdgaskavernen als Druckluftkaverne grundsätzlich darstellbar.

Bemerkung zur endlichen Gesamtkapazität von Druckluftspeichern

Ein ganz anderer Aspekt betrifft die endliche und nicht beliebig skalierbare Speicherkapazität von Druckluftspeicher-Anlagen. Ein Gedankenspiel zur Veranschaulichung der Größenordnungen: Würden die ca. 20 Kavernen des derzeit größten Erdgaskavernenspeichers in Norddeutschland (geometrisches Gesamtvolumen ca. 8 Mio m³) vollständig zur Druckluftspeicherung genutzt, ergäbe sich eine Speicherkapazität von etwa 20 GWh, siehe Abbildung 23 in Kap. 5.5. Dies entspricht der Größenordnung des bis 2015 erwarteten zusätzlichen Bedarfs an Regelenergie in Deutschland zum Ausgleich von Prognoseabweichungen; in der dena I-Studie wird für diesen Zeitraum ein zusätzlicher Bedarf an Regelleistung von etwa 2,8-5,5 GW genannt.

III Wasserstoffspeicher:

Die oben genannten Ausführungen zur Verfügbarkeit küstennaher Lokationen zur Anlage von Druckluftspeicherkavernen gelten bei Nutzung der heute üblichen Technologien in abgeminderter Form auch für Wasserstoffkavernen, wobei die spezifische Speicherkapazität (kWh/m³) allerdings wesentlich größer ist. Die geotechnischen An-

forderungen an geeignete Lagerstätten sind mit denen von Erdgaskavernen vergleichbar.

Wegen ihres ähnlichen Betriebsdrucks ist eine Nachnutzung von Erdgaskavernen für die Speicherung von Wasserstoff nicht ausgeschlossen. Denkbar ist zukünftig auch eine Auslegung neu zu installierender Erdgaskavernen für die mögliche spätere Nachnutzung als Wasserstoffspeicher.

Raumordnerische Planung für Untertagespeicher

Zusammenfassend sollte überlegt werden, auch für den geologischen Untergrund eine Art raumordnerische Planung einzuführen, um die konkurrierenden Interessen an der Nutzung von Salzlagerstätten für die Energiespeicherung unter volkswirtschaftlichen Aspekten zu koordinieren. Eine ähnliche Fragestellung wird derzeit bereits bei den konkurrierenden Interessen der Erdgasspeicherung und der CO₂-Lagerung in Aquiferformationen diskutiert.

8 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. Für einen Einsatz im Bereich der Versorgungs- und Spannungsqualität qualifizieren sich insbesondere Kurzzeitspeicher (SuperCaps, Schwungmassenspeicher).

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 Ausbaupotenzial. 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 Kostensenkungspotenziale, 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 zum Beispiel 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, aus-

schließlich 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 Last- und Erzeugungsganglinien vorliegen beispielsweise 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 Hochspannungsgleichstrom-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 Dyna-

mik 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 Erzeugungsengpässen 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 Primärregelung 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 eingeschlagen, 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. unstetiger 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 Lastma-

nagement 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 beleben 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 Potenzial 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 Verbraucherverhaltens 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 Entwicklungspotenzial, 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 Grundlastenergieerzeugung, 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.

9 Literaturverzeichnis

- [1] Giesecke, J.; Mosony, E.: [Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb](#); Springer, Berlin, Heidelberg, 1997
- [2] <http://www.dena.de/de/themen/thema-kraftwerke/publikationen/publikation/netzstudie/>
- [3] Strategic Research Agenda "Smart Grids" der EU unter http://www.smartgrids.eu/documents/sra/sra_finalversion.pdf
- [4] Raabe, Joachim: „Hydro Power“, VDE-Verlag, Düsseldorf, 1985
- [5] Zunft S., Jakiel C., Nowi A. [Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke für die netzverträgliche Integration erneuerbarer Energien](#). VDE-Kongress 2006 „Erzeugung- und Netzstrukturen in Deutschland und in Europa“, Aachen, 23.-25. Oktober 2006
- [6] Crotogino F., Mohmeyer K.U.: [Huntorf CAES: More than 20 years of successful operation](#). Solution Mining Research Institute. Spring 2001 Meeting Orlando, Florida 23-25 April 2001
- [7] Gillhaus, A.: Natural Gas Storage in Salt Caverns – Present Status, Developments and Future Trends in Europe. Solution Mining Research Institute. Spring 2007 Meeting Basel, Schweiz
- [8] Ohler C., Chartouni D.: Thermoelectric Energy Storage of Wind Power, submitted to IEEE Trans. Energy Conversion (2007)
- [9] Crotogino, F., Hamelmann, R.: Wasserstoff-Speicherung in Salzkavernen zur Glättung des Windstromangebots; 14. Stralsunder Symposium „Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik“, November 2007
- [10] Hübner, S., Crotogino, F.: Energy Storage in Salt Caverns / Developments and Concrete Projects for Adiabatic Compressed Air and for Hydrogen Storage. Solution Mining Research Institute. Spring 2007 Meeting Porto, Portugal
- [11] Studie GermanHy
- [12] VDE-Studie "Smart Distribution 2020 – Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen: Technische, regulatorische und kommerzielle Rahmenbedingungen, Juli 2008

10 Anhang

A1 Sensitivitätsanalyse zur Kostenbetrachtung der Energiespeicher

In den nachfolgenden Graphiken sind verschiedene Eingangsparameter variiert und die Kosten sind auf den in der Kostenrechnung verwendeten Referenzpunkt (typischerweise der Best Case, dessen Ergebnisse auch in den Graphiken des Kapitel 6.1.10 angegeben sind) normiert.

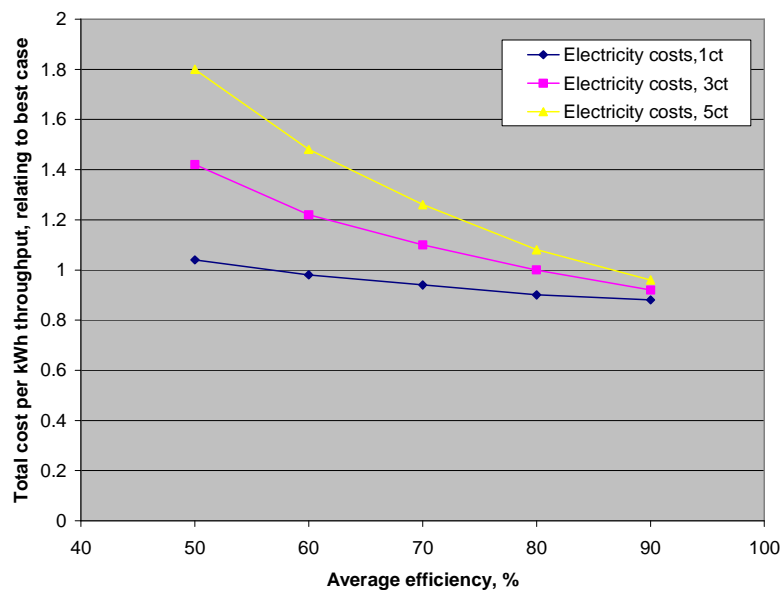


Abbildung 58: Sensitivitätsanalyse für ein Pumpspeicherkraftwerk im Referenzfall 1. Variiert sind der mittlere Speicherwirkungsgrad und die Kosten für den Stromeinkauf. Der Referenzpunkt ist bestimmt für einen Wirkungsgrad von 80% und einen Einkaufspreis für den Strom von 3 €ct/kWh.

Die Sensitivität der Kosten in Bezug auf den Einkaufspreis für Strom steigt mit abnehmendem Wirkungsgrad (Abbildung 58). Daher hängt die Wirtschaftlichkeit von Speichertechnologien mit geringem Wirkungsgrad ganz erheblich von den Annahmen über den Einkaufspreis für den Strom ab, weil wesentlich mehr Energie eingekauft werden muss als später wieder verkauft werden kann.

Die Speicherkosten sind extrem sensitiv in Bezug auf die Zahl der Zyklen, die pro Tag gefahren werden (Abbildung 59). Hohe Investitionskosten müssen durch eine hohe Zahl von Zyklen refinanziert werden. Wenn nur wenige Zyklen gefahren werden, steigen die Kosten, die pro verkaufter kWh erwirtschaftet werden müssen.

Natürlich gibt es aber auch Speichieranwendungen, die wirtschaftlich sehr interessant sind, bei denen aber kaum Umsatz gefahren wird. Dies ist z.B. bei Anlagen, die Sekundärreserve liefern, der Fall. Diese Systeme werden bezahlt für Leistung, die dann mit höchster Verfügbarkeit abrufbar sein muss. Daher werden diese Systeme insbesondere für die bereitgestellte Leistung bezahlt und nur in geringem Umfang für die gelieferte Energie.

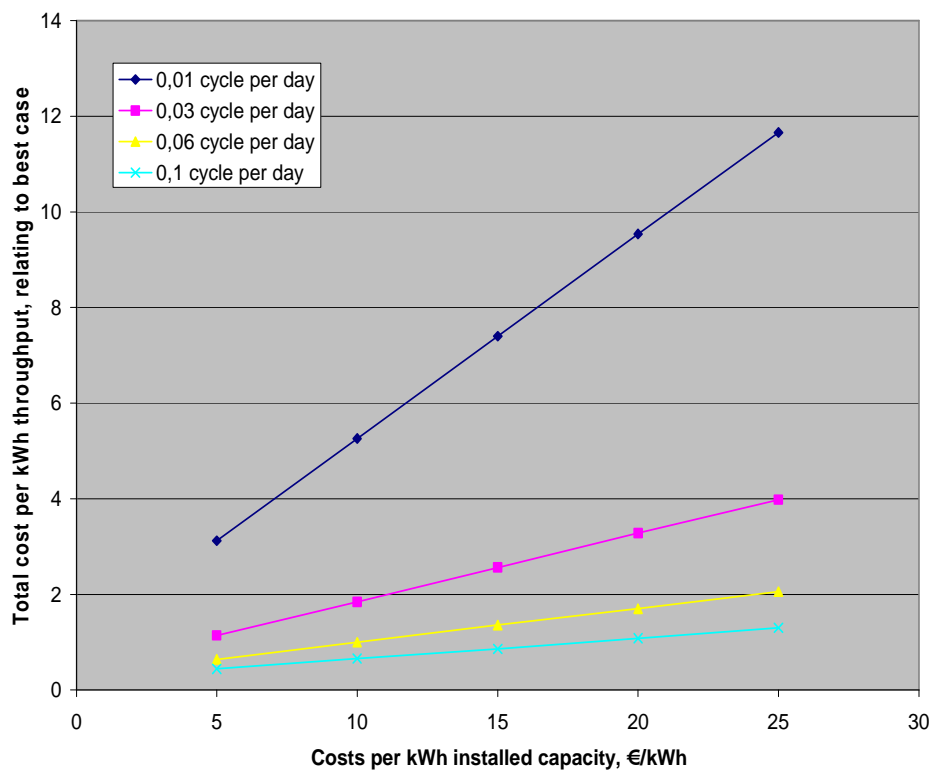


Abbildung 59: Sensitivitätsanalyse für ein Pumpspeicherkraftwerk im Referenzfall 1. Variiert sind die Kosten pro installierte Speicherkapazität in kWh und die Zahl der Zyklen, die pro Tag gefahren werden. Der Referenzpunkt ist bestimmt für Kapazitätskosten von 10 €/kWh (Kosten für den Speichersee) und 0,06 Zyklen pro Tag.

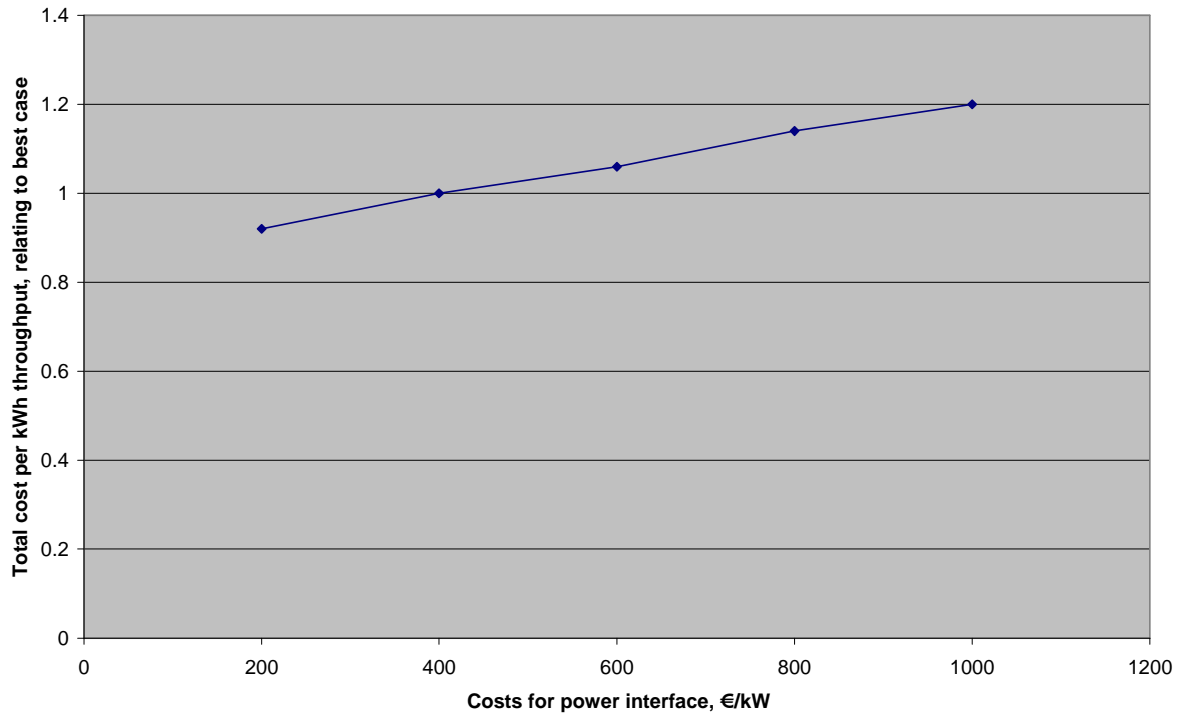


Abbildung 60: Sensitivitätsanalyse für ein Pumpspeicherkraftwerk im Referenzfall 1. Variiert sind die Kosten für die leistungsbestimmenden Elemente (Pumpen und Generator). Der Referenzpunkt liegt bei 400 €/kWh.

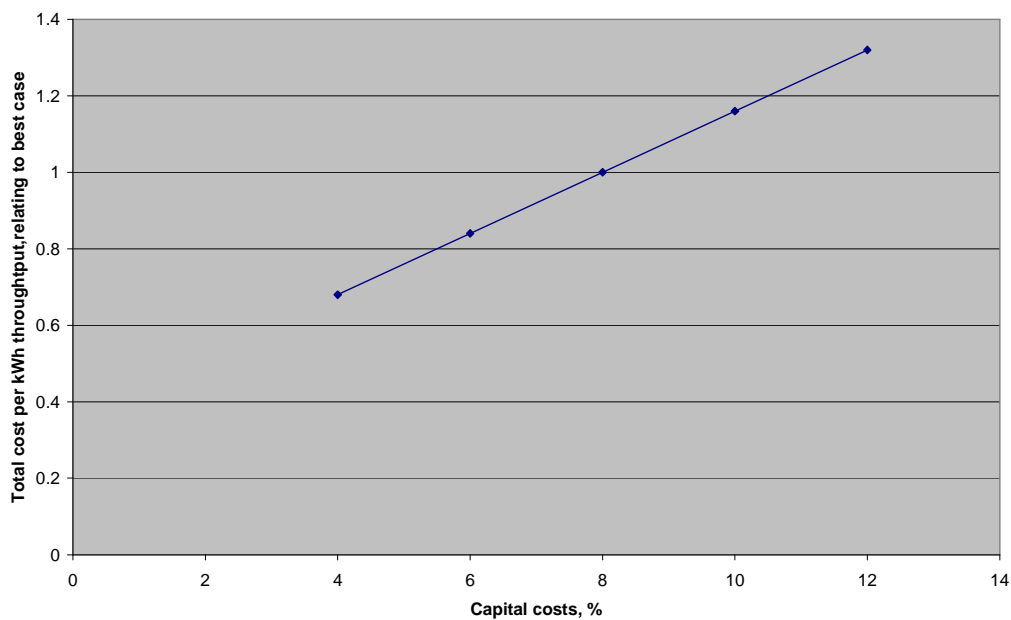


Abbildung 61: Sensitivitätsanalyse für ein Pumpspeicherkraftwerk im Referenzfall 1. Variiert sind die Kapitalkosten, der Referenzpunkt ist bestimmt für einen Kapitalzins von 8%.

Die Kapitalkosten tragen erheblich zu den Kosten der Systeme bei. Dies gilt insbesondere für Systeme mit langer Lebensdauer und hohen Investitionskosten, wie sie z.B. in Pumpspeicherkraftwerken auftreten. Abbildung 61 zeigt die Abhängigkeit der Kosten als Funktion des Kapitalzinssatzes. Wenn 4% oder 12% statt der im Referenzfall angenommenen 8% angenommen werden, ändern sich die Kosten um mehr als 30% in die eine oder die andere Richtung. Im Vergleich dazu zeigt Abbildung 64 die gleiche Analyse für Bleibatterien. Die Abhängigkeit ist hier wesentlich geringer. Ursache ist die kurze Lebensdauer der Batterie von nur rund 4 Jahren (2 Zyklen pro Tag @ 80% DOD und 3000 Lebensdauerzyklen). Daher muss die Batterie mehrfach während der Systemlebensdauer ersetzt werden, was in Folge der relativ geringen Investitionskosten günstiger als eine hohe Anfangsinvestition und die nachfolgende Bedienung des Kredits ist. Aus heutiger Sicht kostet ein Investment für den Austausch einer Komponente in 20 Jahren bei einem Zinssatz von 8% nur 20% im Vergleich zu einem Investment heute, bzw. zu Beginn der Systemlebensdauer.

Das bedeutet in der Konsequenz auch, dass lange Lebensdauer sich nicht unbedingt auszahlt. Eine Verdopplung der Lebensdauer macht wirtschaftlich nur Sinn, wenn die Kosten sich dabei deutlich weniger als verdoppeln. Grundsätzlich sind natürlich lange Lebensdauern bei geringen Investitionskosten anzustreben.

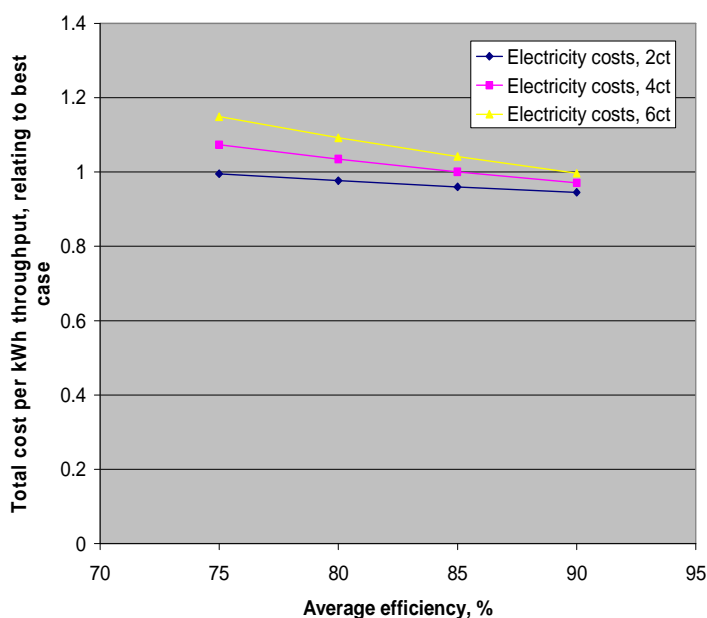


Abbildung 62: Sensitivitätsanalyse für eine Blei-Säure-Batterie im Referenzfall 3. Variiert sind die durchschnittliche Effizienz und die Stromkosten, der Referenzpunkt liegt bei 85%, 4 €ct.

Abbildung 62 zeigt die Abhängigkeit der Kosten vom Wirkungsgrad und den Stromeinkaufskosten. Bei Wirkungsgraden jenseits von 85% hat der Einkaufspreis für Strom wenig Einfluss auf die Gesamtkosten. Wenn allerdings deutlich höhere Stromeinlaufkosten angesetzt werden (z. B. 20 €/ct), wie sie für Privatkunden bei normalem Bezug aus dem Netz gelten, sind die Auswirkung des Strompreises und auch Wirkungsgradunterschiede im Bereich 85% bis 95% relevant und können sich mit rund 2 €/ct auf die spezifischen Speicherkosten auswirken.

Der Einfluss der täglichen Zyklenzahl (Abbildung 63) ist für die spezifischen Kosten pro umgesetzter kWh von höchster Bedeutung. Allerdings bringt bei Batterien die Erhöhung der Zyklenzahl über ein gewisses Maß hinaus keine deutliche Verbesserung der Kostenseite. Die Ursache dafür ist die begrenzte Zyklenlebensdauer der Batterien. Die Zyklenlebensdauer wird vollständig ausgenutzt und müssen bei Erhöhung der täglichen Zyklenzahl entsprechend häufiger ausgetauscht werden. Nur die spezifischen Kosten der Leistungselektronik werden mit zunehmender Zyklenzahl geringer, da deren Lebensdauer durch die kalendarische Lebensdauer begrenzt ist und nur marginal vom Ladungsumsatz abhängt.

Daraus folgt, dass die Kosten von Speichersystemen, die auf Batterietechnologien basieren, solange von der täglichen Zyklenzahl nur wenig abhängen, wie die Zyklenlebensdauer vor der kalendarischen Lebensdauer erreicht wird. Bei Anlagen, deren Lebensdauer nicht oder kaum von der Zyklenbelastung abhängt (z.B. Pumpspeicher- oder Druckluftspeicherkraftwerke), hängen die spezifischen Kosten direkt mit der täglichen Zyklenzahl zusammen.

Die Kostenrechnungen in dieser Studie zeigen, dass insbesondere die Großspeichertechnologien Druckluft und Pumpspeicher, aber auch viele Batterietechnologien mit hohen Zyklenlebensdauern kaum wirtschaftlich zu betreiben sind, wenn nicht täglich mindestens ein Zyklus gefahren wird oder erhebliche Zusatzeinnahmen durch weitere Systemdienstleistungen erzielt werden.

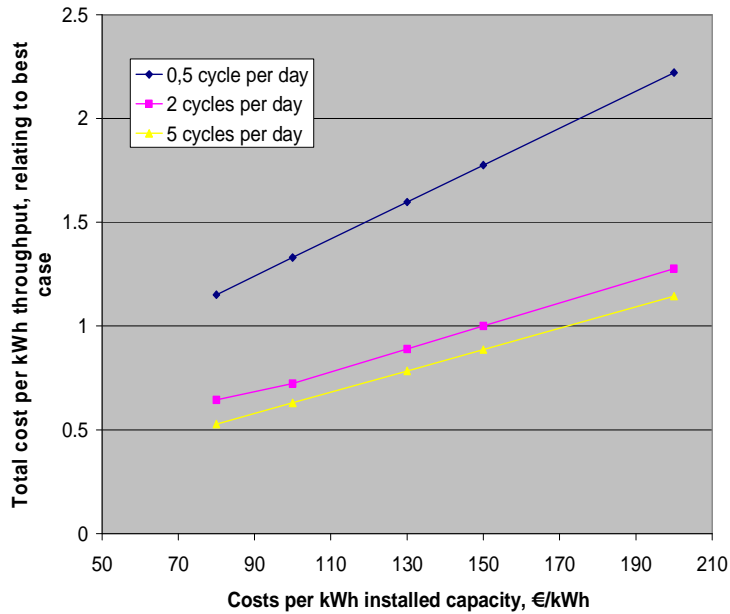


Abbildung 63: Sensitivitätsanalyse für eine Blei-Säure-Batterie im Referenzfall 3. Variiert sind die Kosten für die installierte Speicherkapazität und die Zahl der äquivalenten Vollzyklen pro Tag. Der Referenzpunkt ist bestimmt für einen Preis von 150 €/kWh und zwei Zyklen pro Tag.

Der Einfluss der spezifischen Kosten für die Leistungselektronik (Lade-/Entlade-Schnittstelle zum Netz hin) ist z.B. für den Referenzfall 3 sehr gering. Abbildung 64 zeigt einen Anstieg der spezifischen Kosten pro umgesetzter kWh von weniger als 10% bei einer Variation der spezifischen Kosten der Leistungselektronik zwischen 100 €/kW und 250 €/kW. Diese Abhängigkeit erhöht sich aber mit zunehmendem Verhältnis zwischen installierter Leistung und installierter Energiekapazität. Für ein Speichersystem mit beispielsweise nur 15 min Überbrückungszeit, wie sie für die Primärregelung benötigt werden, können die Kosten für die Leistungselektronik die Gesamtkosten schnell dominieren.

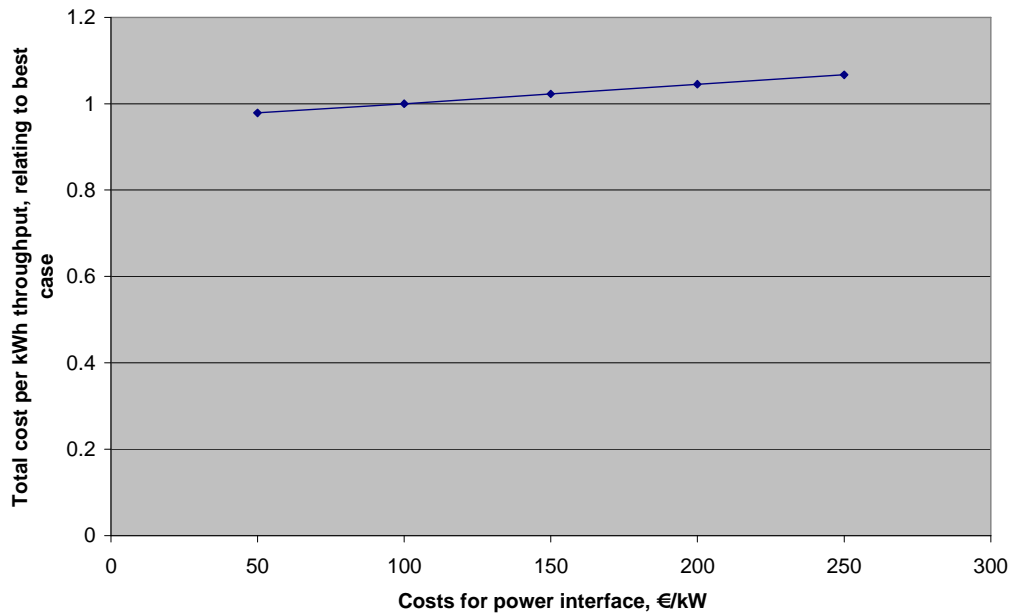


Abbildung 64 :Sensitivitätsanalyse für eine Blei-Säure-Batterie im Referenzfall 3. Variiert sind die Kosten für die den Umrichter (Leistungsschnittstelle), der Referenzpunkt liegt bei 100 €/kW.

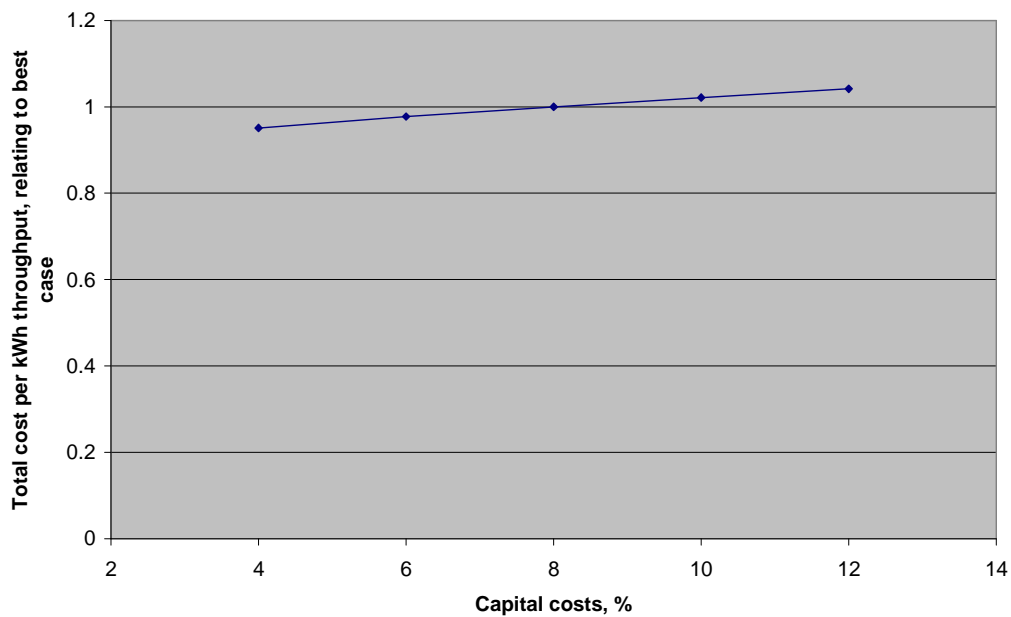


Abbildung 65: Sensitivitätsanalyse für eine Blei-Säure-Batterie im Referenzfall 3. Variiert sind die Kapitalkosten und der Referenzpunkt liegt bei 8%.

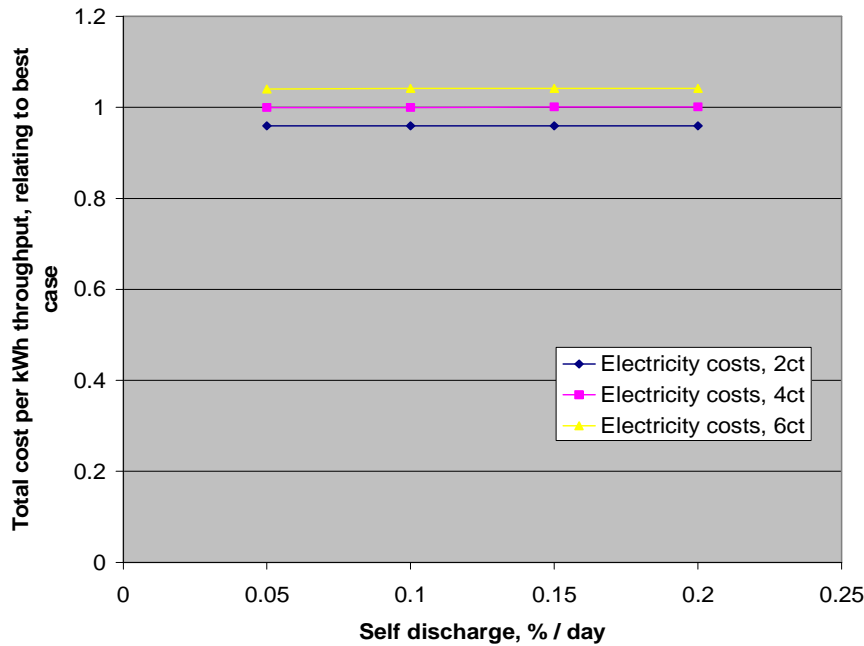


Abbildung 66: Sensitivitätsanalyse für eine Blei-Säure-Batterie im Referenzfall 3. Variiert sind die Kosten für die Selbstentladung und die Einkaufskosten für Strom. Der Referenzpunkt liegt bei einer Selbstentladung von 0.1 %/Tag (3%/Monat) und Stromeinkaufskosten von 4 €ct.

Selbstentladerate (Abbildung 66) und Wartungskosten (Abbildung 67) haben nur einen sehr kleinen Einfluss auf die Gesamtkosten.

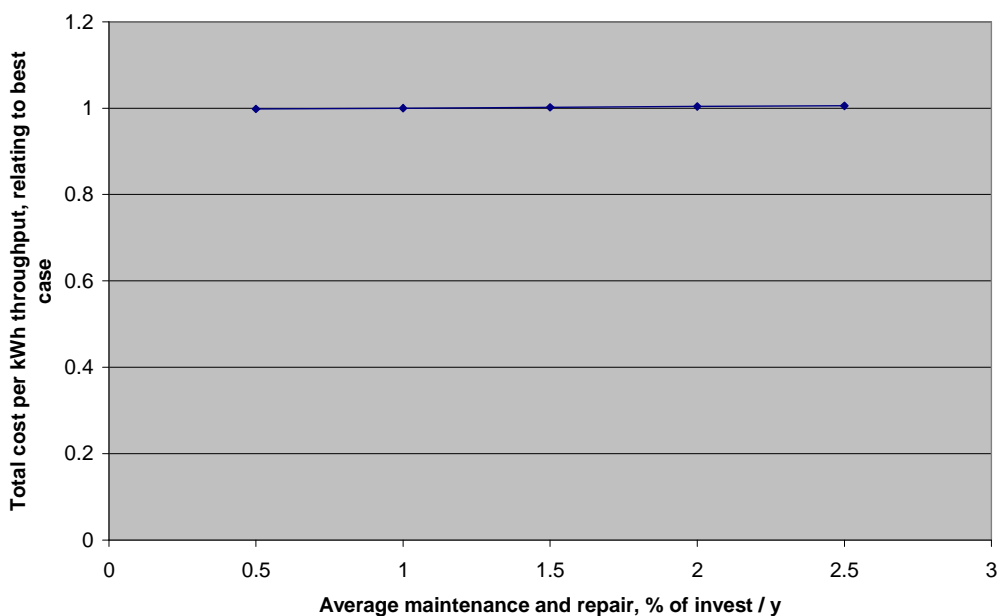


Abbildung 67: Sensitivitätsanalyse für eine Blei-Säure-Batterie im Referenzfall 3. Variiert sind die durchschnittlichen Wartungskosten und Reparaturen, der Referenzpunkt liegt bei 1% der Investitionen pro Jahr

A2 Kosten der Wasserstoffgewinnung aus regenerativen Energien zur Nutzung im Verkehrssektor

Angaben bezogen auf den unteren Heizwert (H_u) des erzeugten Wasserstoffs

- Annahme: Stromkosten auf Basis erneuerbarer Energien: ca. 8 cent/kWhel
- Elektrolyse: Kapitalkosten, Wartung, Instandhaltung: ca. 2 €ct/kWhH₂
(Wirkungsgrad Elektrolyse: 70%)
- Wasserstoffspeicherung, Transport und Verteilung über H₂-Pipeline, Tankstelle: ca. 6 €ct/kWhH₂
- Alternative: Verflüssigung vor Ort und Abtransport per Schiff
Weitere Energieverluste ca. 30%, im folgenden daher nicht berücksichtigt
- Summe Bereitstellung Druckwasserstoff (CGH₂):
ca. 20 €ct / kWhCGH₂ oder knapp 60 €ct Nm³
- Kraftstoffkosten für Fahrzeugbetrieb (32 kWhCGH₂/100 km @ 47%
Wirkungsgrad): 6,4 € / 100 km (an der Tankstelle)
- Vergleich: Benzin für Fahrzeug mit 6 Liter / 100 kWh:
ca. 70 €ct / Liter (ohne Steuern und Abgaben)
→ 4,20 € / 100 km (an der Tankstelle)

Auf Basis heutiger Kostendaten liegen die Kraftstoffkosten um etwa 50% über den Kraftstoffkosten bei Benzin. In Zukunft kann jedoch eine Reduzierung der Stromgestehungskosten bei der Windkraft und eine Reduzierung der Kosten für die Komponenten zur Produktion und Verteilung von Wasserstoff erwartet werden. Gleichzeitig werden die Preise für Rohöl und damit die Preise für Benzin und Diesel weiter ansteigen.

A 3 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Beispiel für den Verlauf von Windenergieeinspeisung und Last in einer Regelzone.....	13
Abbildung 2: Ergebnisse der Dena-Studie.....	14
Abbildung 3: Verteilung der mittleren Windenergieerzeugung über das Jahr ..	15
Abbildung 4: Energiespeichersystem	18
Abbildung 5: Typische Laufweise eines Speichers auf dem Großhandelsmarkt am Beispiel eines Druckluftspeichers	24
Abbildung 6: Systemdienstleistung Regelleistungsbereitstellung	25
Abbildung 7: Typische Laufweise eines Inselsystems	28
Abbildung 8: Einsatzmöglichkeiten von dezentralen Energiespeichern.....	30
Abbildung 9: Mikro-Netz (geschlossenes Versorgungsgebiet mit Erzeugung und Last).....	34
Abbildung 10: Netzengpass – Speicher anstelle einer Netzverstärkung.....	35
Abbildung 11: Virtuelles Großkraftwerk – Optimierung durch Clusterung	36
Abbildung 12: Multifunktionaler Einsatz von Speichersystemen	37
Abbildung 13: Prinzipieller Aufbau Pumpspeicherkraftwerk.....	40
Abbildung 14: Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland - Installierte Leistungen	45
Abbildung 15: Prinzipskizze eines diabaten Druckluftspeicherkraftwerks (Huntorf, links); Kraftwerk und Kaverne (rechts)	47
Abbildung 16: Prinzipskizze eines adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks	48
Abbildung 17: Druckluftspeicher-GT-Kraftwerk Huntorf (Niedersachsen), Betreiber: E.ON Kraftwerke GmbH.	50
Abbildung 18: Druckluftspeicher-GT-Kraftwerk McIntosh (Alabama), Betreiber: Alabama Electric Cooperative (AEC).....	50
Abbildung 19: Verfügbarkeit von Salzformationen und Standorte von Salzkavernen in Europa [7]	52
Abbildung 20: Existierende Wasserstoff-Kavernen [9]	55

Abbildung 21: Komponenten eines Wasserstoff-Großspeichers zur Stromspeicherung und Kraftstoffbereitstellung.....	57
Abbildung 22: Volumetrische Speicherdichten [9].....	59
Abbildung 23: Absolute Speicherkapazitäten bei einem geometrischen Gesamtvolumen von 8 Mio. m³ [9]	60
Abbildung 24: Speicherkapazitäten im Vergleich mit der Einspeisung von Windenergie in das Netz der E.ON Netz AG Anfang 2007 [10] ...	61
Abbildung 25: Prinzipskizze eines thermoelektrischen Energiespeichers	63
Abbildung 26: Spezifische Leistungskosten eines thermoelektrischen Energiespeichers als Funktion der totalen Entladeleistung	66
Abbildung 27: Energieinhalt von Speichern	68
Abbildung 28: Supraleitender magnetischer Energiespeicher (SMES).....	69
Abbildung 29: Spulenbauformen für SMES	70
Abbildung 30: Schwungmassenspeicher (SMS).....	71
Abbildung 31: Schwungmassenspeicher konventioneller Bauart	73
Abbildung 32: Schematischer Aufbau von Doppelschichtkondensatoren	74
Abbildung 33: Klassifizierung elektrochemischer Speichertechnologien	76
Abbildung 34: Schematische Darstellung des Aufbaus von elektrochemischen Speichern mit der Unterscheidung in Systeme mit internem und mit externem Speicher	77
Abbildung 35: Rangone Diagramm mit Darstellung der spezifischen Leistung und spezifischen Energie bezogen auf das Gewicht.	78
Abbildung 36: Aufbau einer Batterieanlage aus Bleibatterien	79
Abbildung 37: Batteriespeicheranlage zur Frequenz- und Spannungsstabilisierung des Westberliner Stromnetzes zur Zeit vor der Wiedervereinigung, Baujahr 1986	81
Abbildung 38: Schematischer Aufbau einer Natrium-Schwefel-Zelle (rechts) und eines Batteriestacks mit thermischen Management (links)	90
Abbildung 39: Natrium-Schwefel-Hochtemperaturbatterie für den Load-Levelling-Betrieb (Tokyo Electric Power Company, Tsunashima – 6 MW, 48 MWh)	91

Abbildung 40: Schematische Darstellung einer Vanadium-Redox-Flow-Batterie mit den Tanks für die geladenen Massen und der zentralen Reaktionseinheit. Die Leistung des Speichersystems wird bestimmt durch die zentrale Reaktionseinheit, die Energiespeicherkapazität durch die Größe der Tanks.....	92
Abbildung 41: Links: Labormuster einer Vanadium-Redox-Batterie mit den Tanks für die positive und die negative Aktivmasse im Hintergrund und den Reaktionseinheiten und Pumpen in doppelter Ausführung im Vordergrund (Foto Fraunhofer ISE); Rechts: Konzeptstudie für eine Redox-Flow-Batterie im großtechnischen Maßstab für den Einsatz in Stromnetzen	93
Abbildung 42: Schematische Darstellung einer Zink-Brom-Batterie	94
Abbildung 43: Varianten von Elektrofahrzeugen.....	103
Abbildung 44: Kumulierte Fahrleistung als Funktion der Wegstrecke	105
Abbildung 45: Eingangsparmeter für die Berechnung der spezifischen Kosten eines Speichersystems basierend auf der Annuitätenmethode.....	116
Abbildung 46: Vergleich der Vollkosten von Speichersystemen für Langzeitspeicherung („Wochenspeicher“) (Referenzfall 1 in Tabelle 10).....	119
Abbildung 47: Vergleich der Vollkosten für Speichersysteme für Load-Levelling-Aufgaben („Stundenspeicher“) (entspricht der Auslegung heutiger großer Pumpspeicherkraftwerke) (Referenzfall 2a in Tabelle 10 - Reaktionszeit Min.).....	119
Abbildung 48: Vergleich der Vollkosten für Speichersysteme für Load-Levelling-Aufgaben („Stundenspeicher“) (Referenzfall 2b in Tabelle 10, wie Referenzfall 2a - aber hier mit Batteriesystemen und Antwortzeiten < 1 s).....	120
Abbildung 49: Vergleich der Vollkosten für Speichersysteme für Peak-Shaving Anwendungen im Mittelspannungsnetz (Referenzfall 3 in Tabelle 10)	121
Abbildung 50: Vergleich der Vollkosten für Speichersysteme für Peak-Shaving- und Load-Levelling-Anwendungen im Niederspannungsnetz (Referenzfall 4 in Tabelle 10).....	122

Abbildung 51: Einsatzbereiche von Speicherkraftwerken	125
Abbildung 52: Anschluss eines 10-MW-Windparks mit zusätzlichem Speicher an eine vorhandene Leitung mit einer Übertragungskapazität von 2,5 MW	128
Abbildung 53: Kostenberechnung in Abhängigkeit der Auslastung der Leitung	130
Abbildung 54: Versorgungsszenarium (prozentuale Anteile installierter Leistung bezogen auf Lastspitze) [12]	136
Abbildung 55: Jahreschart GUD Natural Gas Quarter Futures	138
Abbildung 56: Jahreschart Second Period European Carbon Futures	138
Abbildung 57: Graphischer Vergleich der Stromgestehungskosten aus CCGT und SCPP-Anlagen mit Erdgasbefuerung bei unterschiedlichen Kosten für den Gaseinkauf als Funktion der jährlichen Volllaststundenzahl.	140
Abbildung 58: Sensitivitätsanalyse für ein Pumpspeicherkraftwerk im Referenzfall 1. Variiert sind der mittlere Speicherwirkungsgrad und die Kosten für den Stromeinkauf. Der Referenzpunkt ist bestimmt für einen Wirkungsgrad von 80% und einen Einkaufspreis für den Strom von 3 €/kWh. ...	169
Abbildung 59: Sensitivitätsanalyse für ein Pumpspeicherkraftwerk im Referenzfall 1. Variiert sind die Kosten pro installierte Speicherkapazität in kWh und die Zahl der Zyklen, die pro Tag gefahren werden. Der Referenzpunkt ist bestimmt für Kapazitätskosten von 10 €/kWh (Kosten für den Speichersee) und 0,06 Zyklen pro Tag.	170
Abbildung 60: Sensitivitätsanalyse für ein Pumpspeicherkraftwerk im Referenzfall 1. Variiert sind die Kosten für die leistungsbestimmenden Elemente (Pumpen und Generator). Der Referenzpunkt liegt bei 400 €/kWh.	171
Abbildung 61: Sensitivitätsanalyse für ein Pumpspeicherkraftwerk im Referenzfall 1. Variiert sind die Kapitalkosten, der Referenzpunkt ist bestimmt für einen Kapitalzins von 8%.	171

Abbildung 62: Sensitivitätsanalyse für eine Blei-Säure-Batterie im Referenzfall 3. Variiert sind die durchschnittliche Effizienz und die Stromkosten, der Referenzpunkt liegt bei 85%, 4 €ct. 172

Abbildung 63: Sensitivitätsanalyse für eine Blei-Säure-Batterie im Referenzfall 3. Variiert sind die Kosten für die installierte Speicherkapazität und die Zahl der äquivalenten Vollzyklen pro Tag. Der Referenzpunkt ist bestimmt für einen Preis von 150 €/kWh und zwei Zyklen pro Tag.174

Abbildung 64 :Sensitivitätsanalyse für eine Blei-Säure-Batterie im Referenzfall 3. Variiert sind die Kosten für die den Umrichter (Leistungsschnittstelle), der Referenzpunkt liegt bei 100 €/kW.175

Abbildung 65: Sensitivitätsanalyse für eine Blei-Säure-Batterie im Referenzfall 3. Variiert sind die Kapitalkosten und der Referenzpunkt liegt bei 8%.....175

Abbildung 66: Sensitivitätsanalyse für eine Blei-Säure-Batterie im Referenzfall 3. Variiert sind die Kosten für die Selbstentladung und die Einkaufskosten für Strom. Der Referenzpunkt liegt bei einer Selbstentladung von 0.1 %/Tag (3%/Monat) und Stromeinkaufkosten von 4 €ct.....176

Abbildung 67: Sensitivitätsanalyse für eine Blei-Säure-Batterie im Referenzfall 3. Variiert sind die durchschnittlichen Wartungskosten und Reparaturen, der Referenzpunkt liegt bei 1% der Investitionen pro Jahr176

A 4 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Energiedichten von Speichermedien.....	19
Tabelle 2: Daten von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland.....	44
Tabelle 3: Eckdaten für diabate und diabate Druckluftspeicherkraftwerke	51
Tabelle 4: Vergleich der volumetrischen Speicherkapazitäten.....	59
Tabelle 5: Absolute Speicherkapazitäten für ein Speichervolumen von 8 Mio. m³.....	60
Tabelle 6: Materialien für Schwungmassenspeicher (Ringform) Die Zahlenwerte beziehen sich ausschließlich auf den Schwungkörper.	71
Tabelle 7: Übersicht über einige Batteriespeicheranlagen mit Bleibatterien, die realisiert sind und betrieben werden oder wurden	82
Tabelle 8: Charakteristik verschiedener Varianten von Hybrid- und Elektrofahrzeugen	104
Tabelle 9: Speicherkapazität und Anschlussleistung bei unterschiedlicher Marktdurchdringung mit Plug-in-Hybrid-Elektrofahrzeugen	109
Tabelle 10: Übersicht zu den Referenzfällen	114
Tabelle 11: Technische Charakteristika und untersuchte Speichertechnologien für die verschiedenen Referenzfälle.....	115
Tabelle 12: Sensitivität verschiedener Parameter in Bezug auf die Kosten der Energiespeicherung	123
Tabelle 13: Annahmen und Ergebnisse der Kostenrechnungen für eine Simple Cycle Power Plant (SCPP) mit Erdgasbrennstoff	139
Tabelle 14: Annahmen und Ergebnisse der Kostenrechnungen für eine Combined Cycle Power Plant (CCPP) mit Erdgasbrennstoff.....	139

A 5 Abkürzungsverzeichnis

CAES	Compressed Air Energy Storage
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EDLC	Elektrochemische Doppelschichtkondensatoren
GuD	Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
PV	Photovoltaik
SMES	Supraleitende Magnetische Energie-Speicher
SMS	Schwungmassenspeicher
TEES	Thermoelectric Energy Storage
WEA	Windenergie-Anlage
ZEIGCC	Zero Emission Integrated Gasification Combined Cycle