

# **Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung**

**Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer**

**Juniorprofessur für Elektrochemische Energiewandlung  
und Speichersystemtechnik  
Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA)  
RWTH Aachen**

**Kontakt: [sr@isea.rwth-aachen.de](mailto:sr@isea.rwth-aachen.de)  
Jägerstrasse 17/19, 52066 Aachen**

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Abstract</b> .....	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Motivation des Einsatzes von Speichern in Netzen</b> .....	<b>3</b>
2.1	Anforderungen an Speicher .....	7
2.2	Differenzierung von Speichertechnologien .....	8
<b>3</b>	<b>Mechanische und elektrische Speichertechnologien</b> .....	<b>9</b>
3.1	Hochenergiespeicher .....	9
3.1.1	Druckluftspeicher .....	9
3.1.2	Pumpspeicherkraftwerke .....	10
3.2	Hochleistungsspeicher .....	11
3.2.1	Elektrochemische Doppelschichtkondensatoren .....	11
3.2.2	Schwungräder .....	12
3.2.3	Supraleitende Spulen .....	13
<b>4</b>	<b>Elektrochemische Speichersysteme</b> .....	<b>14</b>
4.1	Klassifizierung elektrochemischer Speichersysteme .....	14
4.2	Sekundärbatterien mit internem Speicher .....	15
4.2.1	Blei-Säure-Batterien .....	15
4.2.2	Lithium-Ionen-Batterien .....	17
4.2.3	Nickel-Metall-Hydrid- und Nickel-Cadmium-Batterien .....	18
4.2.4	NaNiCl- und NaS-Hochtemperaturbatterien .....	19
4.3	Elektrochemische Energiespeicher mit externem Speicher .....	20
4.3.1	Redox-Flow-Batterien .....	20
4.3.2	Wasserstoffwirtschaft .....	22
4.3.2.1	Erzeugung von Wasserstoff .....	23
4.3.2.2	Möglichkeiten zur Speicherung von Wasserstoff .....	24
4.3.2.3	Nutzung von Wasserstoff .....	25
<b>5</b>	<b>Thermische Speicher für effizienten Betrieb von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen</b> ....	<b>27</b>
<b>6</b>	<b>Fazit</b> .....	<b>27</b>

## 1 Abstract

Die Speicherung von elektrischer Energie ist eine Aufgabe so alt wie die Existenz von Stromnetzen. Zur Aufrechterhaltung von Spannungs- und Frequenzstabilität in engen Grenzen im Netz sind zum Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage schnell reagierende Speicher notwendig. Klassisch wird diese Aufgabe von Pumpspeicherkraftwerken erfüllt.

Durch die bereits heute im deutschen Netz signifikante Einspeisung von Strom aus fluktuierenden, regenerativen Energiequellen steigt der Bedarf an schnell regelbaren Kraftwerken oder entsprechenden Speichersystemen. Einem Spitzenbedarf im deutschen Netz von etwa 75 GW und einem Leitungsbedarf von knapp 50 GW in den Nachtstunden steht bereits eine installierte Leistung von 15 GW aus Windkraftwerken gegenüber, die rund 5 % des jährlichen Strombedarfs liefern. Während derzeit eine Speicherung noch durch optimale Verteilung durch Stromnetze vermieden werden kann, ist dies bei einer höheren installierten Leistung nicht mehr möglich. Neben der schnellen Regelreserve kann aber auch der Stromhandel an der Strombörse mit einer Ausnutzung der Preisdifferenz zwischen Schwachlastzeiten und Hochlastzeiten ein betriebswirtschaftlich interessantes Einsatzgebiet von Speichern bilden.

Daneben werden auch Speichertechnologien für autonome Stromversorgungssysteme benötigt, die im technischen Bereichen z.B. für Sensoren oder Mobilfunkstationen oder im Bereich der ländlichen Elektrifizierung für die Basiselektrifizierung mit Solar Home Systemen oder Dorfstromversorgungen eingesetzt werden.

In diesem Beitrag sollen das Potential und der technische Stand verschiedener Speichertechnologien für den Einsatz in Stromnetzen diskutiert werden. Es wird deutlich, dass für einen weiten Bereich von Leistungsanforderungen und Energiespeicherkapazitäten Technologien vorhanden sind. Allerdings muss je nach spezifischen Anforderungen die geeignete Technologie gewählt werden; eine Universaltechnologie, die alle Anforderungen erfüllt, gibt es nicht. Dabei können auch thermische Energiespeicher dazu beitragen, Energie effizient zu nutzen und dabei auf eine Speicherung elektrischer Energie zu verzichten. Stromgeführte Kraft-Wärme-Kopplung mit thermischen Speichern können Strom genau dann liefern, wenn der entsprechende Bedarf besteht.

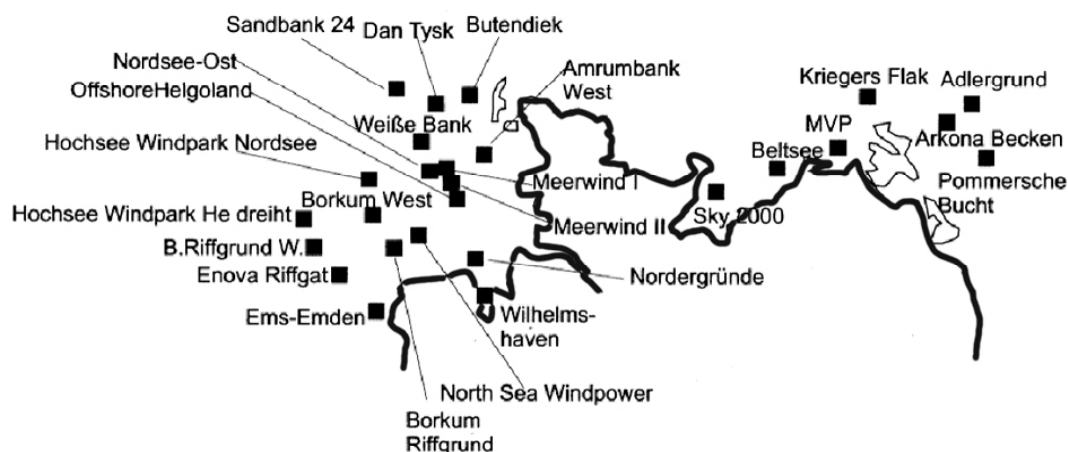
## 2 Motivation des Einsatzes von Speichern in Netzen

Speicher in elektrischen Netzen sind im Prinzip nahezu so alt wie die großen Stromnetze selber. Da Strom als solcher nicht gespeichert werden kann, müssen Angebot und Nachfrage zu jedem Zeitpunkt exakt ausgeglichen sein. Um dies zu gewährleisten, wird eine aufwändige Einsatzplanung für den Kraftwerkspark vorgenommen, der sich dafür aus einer geeigneten Mischung von Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerken zusammen setzen muss. Da aber alle Kraftwerke abgesehen von der Sekundenreserve, die aus vorhandenem Gasüberschuß oder der Rotationsenergie von Turbinen und Generatoren genommen wird, relativ lange Zeiträume bis zum Erreichen der Nennleistung benötigen, sind zusätzliche schnell einsetzbare Speicher

notwendig. Diese müssen immer dann aktiviert werden, wenn der reale Verbrauch von der Prognose abweicht oder wenn ungeplant ein Kraftwerk vom Netz geht.

Neben diesem Einsatz von Speichern zur Netzstützung auf oberster Ebene, gibt es auch die Speicher, die eine Versorgungsqualität direkt beim Verbrauch sicherstellen. Diese Speicher sind in unterbrechungsfreie Stromversorgungsanlagen eingebaut und müssen innerhalb von etwa 10 ms auf Abweichungen von den Sollwerten für Spannung und Frequenz im Netz reagieren können. Dadurch wird der Ausfall oder eine Beeinträchtigung der Verbraucher verhindert. Insbesondere die immer höhere Abhängigkeit von Computeranlagen in allen Bereichen des privaten und des öffentlichen Lebens macht deren Absicherung gegen Stromausfälle oder Schwankungen in der PowerQuality notwendig.

Der Ausgleich zwischen aktuellem Strombedarf und der aktuellen Stromerzeugung muss zur Stabilisierung der Netze zu jedem Zeitpunkt erfolgen. Grundsätzlich stehen dafür die schnelle Regelung der Kraftwerke selber, eine Steuerung auf der Lastseite und Speicher für elektrische Energie zur Verfügung. Beim heutigen Kraftwerksmix besteht ein Ausgleichsbedarf meist nur für kurze Zeiten, da ausreichend Mittel- und Spitzenlastkraftwerke zur Verfügung stehen. Dies wird sich aber ändern, wenn große Kapazitäten erneuerbarer Energien in das Netz eingefügt werden. Würden in Deutschland Off-shore-Windparks mit rund 60.000 MW Leistung (Abb. 1), für die Absichtserklärungen abgegeben wurden, tatsächlich gebaut (und dabei etwa 25% des deutschen Strombedarfs erzeugen), ergäbe sich zusammen mit der bereits installierten Leistung von ca. 19.000 MW eine Gesamtleistung, die die Spitzenlast im deutschen Netz überschreitet. Im Fall eines hohen Windenergieangebots besteht dann ein hohes Überangebot, das auch viele Stunden bis Tage anhalten kann. Hier müssten dann die Windkraftwerke abgeregelt werden, was zum Verlust der kostenlos zur Verfügung stehenden Energie führen würde. Kostengünstige Speicherkapazitäten können diese Überschüsse aufnehmen und in Zeiten schwachen Windes wieder abgeben.



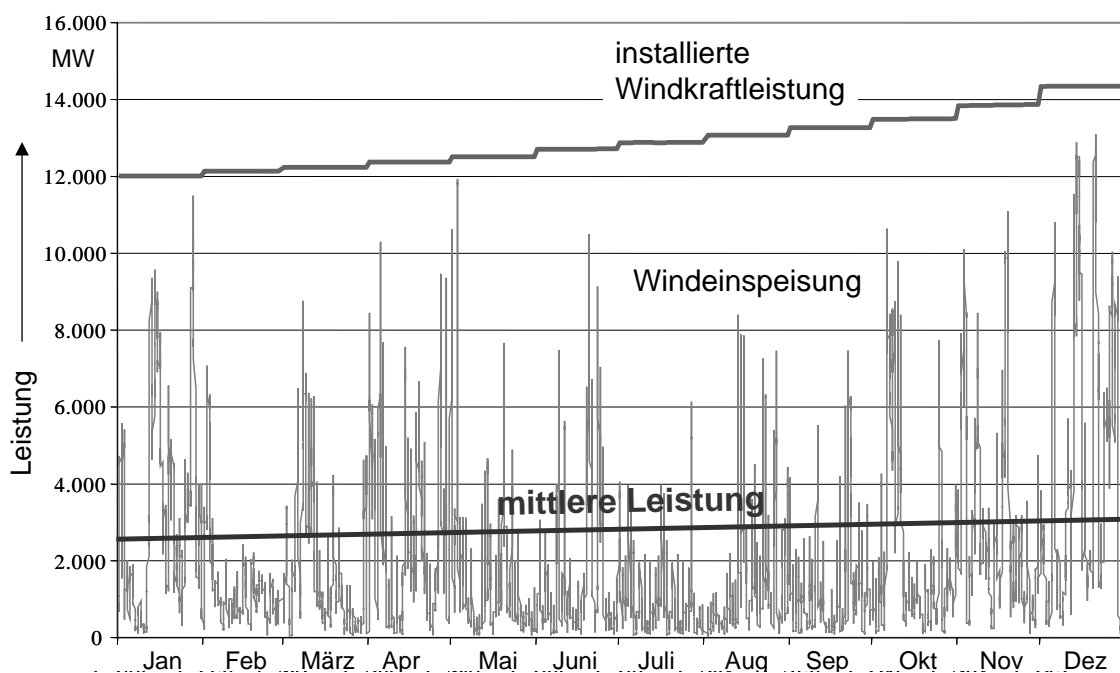
Stand Sommer 2002; Quelle: Jahrbuch Erneuerbare Energien 02/03

**Abb. 1: Absichtserklärungen für Off-shore Windparks in Deutschland mit einer Gesamtleistung von 60.000 MW**

Aktuell besteht noch keine Gefahr eines massiven Überangebotes, weil die installierte Leistung von Wind- und Solarkraftwerken noch deutlich unter der Kapazität der Mittel- und Spitzenkraftwerk liegt. Trotzdem kommt es auch jetzt schon zu lokalen Überkapazitäten. Im Gegensatz zur Solarenergie ist die Windkraft durchaus keine

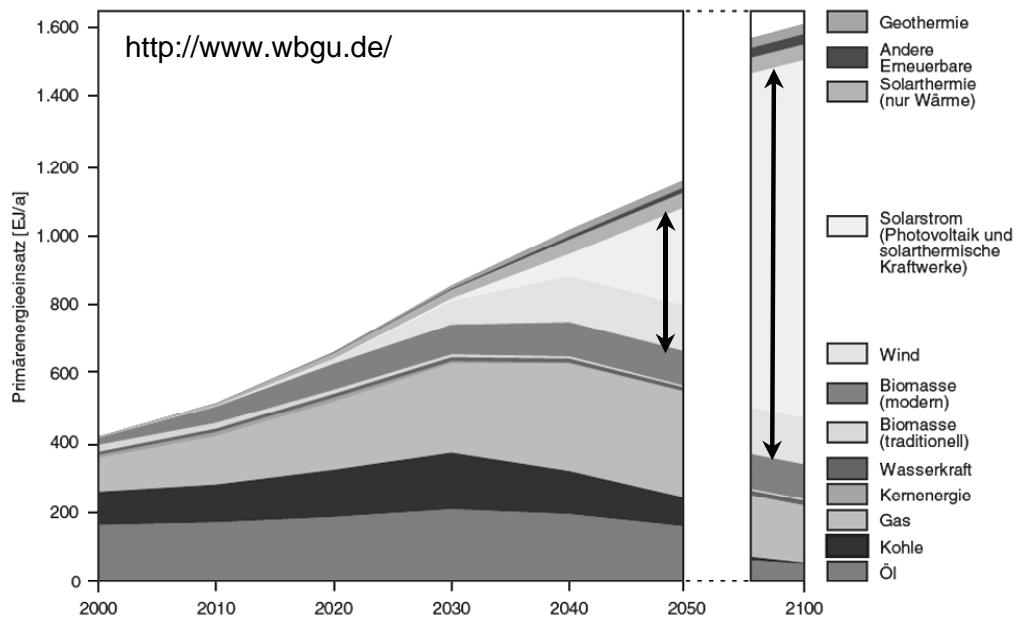
gleichmäßig verteilte Energieressource, sondern in Deutschland sind die Windkraftanlagen vor allem an der Küste von Nord- und Ostsee konzentriert. Dadurch muss der dort erzeugte elektrische Strom nach heutiger Technologie über Hochspannungsleitungen in die Regionen mit hoher Verbrauchsdichte transportiert werden. Die Leitungssysteme haben aber eine beschränkte Transportkapazität, so dass es lokal zu einem Überangebot kommen kann, obwohl der Gesamtmarkt in Deutschland oder Europa die Energie noch aufnehmen könnte. Abb. 2 illustriert die starken Schwankungen im Leistungsangebot der Windkraftanlagen. Als technische Lösungen kommen in Frage ein Ausbau der Netzkapazitäten derart, dass die Spitzenleistung transportiert werden kann, eine Abregelung der Windkraftanlagen im Falle von zu hohem Angebot oder die Speicherung der Energie. Durch Speicher kann eine gleichmäßige Auslastung der Leitung ohne deren Ausbau bis zur Spitzenleistung der Windkraftanlagen erreicht werden. Zu erwarten ist auf jeden Fall ein Ausbau der Netze. Dabei werden in Deutschland mit einiger Wahrscheinlichkeit bodenverlegte Hochspannungsgleichstromkabel zum Einsatz kommen.

Das Problem wird sich aber bei einer Evolution der Energieversorgung hin zu erneuerbaren Energien im Laufe des 21. Jahrhunderts weiter verschärfen. Abb. 3 zeigt ein Szenario des Wissenschaftlichen Beirats Globale Umweltveränderung (WBGU) aus dem Jahr 2003 für die weltweite Energieversorgung unter der Randbedingung, dass die CO<sub>2</sub>-Konzentration in der Atmosphäre derart begrenzt wird, dass die weltweite Temperaturerhöhung in aus Sicht des WBGU in vertretbaren Grenzen bleibt.



**Abb. 2: Aktuelle Windkraftleistung in Deutschland im Verlauf des Jahres 2003 (Quelle IAEW, RWTH Aachen)**

Dabei führt jeder Ausbau der Nutzung von regenerativen Energiequellen (mit Ausnahme von Geothermie und Biomasse) zu einer Erhöhung der Kraftwerkskapazitäten, die ein fluktuierendes Energieangebot liefern. Dies muss durch geeignete weltweite Vernetzung, intelligentes Lastmanagement und/oder Speichersysteme ausgeglichen werden.



**Abb. 3: Szenario für den weltweiten Energiemix des Wissenschaftlichen Beirats globale Umweltveränderung der Bundesregierung von 2003**

Die Anforderungen an Speichersysteme lassen sich anschaulich durch Abb. 4 darstellen. Der Einsatz von Speichern kann nach der Häufigkeit des Einsatzes und der Dauer pro Einsatz unterschieden werden. Entsprechend dieser charakteristischen Größen lassen sich Speicher für Unterbrechungsfreie Stromversorgungen, für Load Levelling (Ausgleich zwischen Schwach- und Hochlastzeiten, auch für Stromhandel), zur Unterstützung der Primärregelung in Netzen und für die Verbesserung oder Aufrechterhaltung der Spannungsqualität unterscheiden.

		Dauer →						
		0,1 s	1 s	15 s	1 min	15 min	1 h	8 h
Einsatzhäufigkeit	1 / Monat	X	X	X	X	X	X	X
	1 / Tag	X	X	X	X	X	X	X
	12 / Tag	X	X	X	X	X	X	
	30 / Stunde	X	X	X	X			
	30 / Minute	X	X					
	5 / Sekunde	X						

Primärregelung  
Spannungsqualität  
Load Levelling  
Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)

**Abb. 4: Unterschiedliche Einsatzbereiche für Speicher in Netzen in Abhängigkeit der Häufigkeit des Einsatzes und der Einsatzdauer pro Einsatz (Konzept der Graphik EUS GmbH)**

Je nach Einsatzbereich unterscheidet sich die Gewichtung der Anforderungen an die Speicher, die im nachfolgenden Abschnitt diskutiert werden.

## 2.1 Anforderungen an Speicher

Die Anforderungen an Speicher sind reichhaltig und oftmals stellt man fest, dass eine Optimierung von Speichertechnologien zugunsten bestimmter Eigenschaften zu einer Verschlechterung anderer Eigenschaften führt. So leidet typischerweise die Energiedichte unter einer Optimierung auf höchste Leistungsdichten. Auch steigt mit steigender Energiedichte das Gefährdungspotential der Speichertechnologien durch die Konzentration von immer mehr Energie pro Volumeneinheit. Zudem tritt das typische Problem nahezu aller technischen Anwendungen auf: Eine Optimierung bzgl. der verschiedenen technischen Eigenschaften führt zu einer unerwünschten Erhöhung der Kosten. Nachfolgend aufgelistet sind die wichtigsten Eigenschaften mit kurzen Erläuterungen:

- *Energie- und Leistungsdichte (volumetrisch und gravimetrisch)*: Je nach Anwendung ist der Raumbedarf begrenzt und verlangt daher eine hohe volumetrische Energiedichte. Insbesondere bei mobilen Anwendungen ist das Gewicht des Speichers das zentrale Kriterium.
- *Lebensdauer (kalendarisch und Zyklen / Energiedurchsatz)*: Je nach Speichertechnologie muss zwischen der Zyklenlebensdauer und der kalendarischen Lebensdauer unterschieden werden. Insbesondere elektrochemische Speichersysteme haben in der Regel eine limitierte Zyklenlebensdauer und somit hängt die Nutzungsdauer stark vom Nutzungsprofil ab.
- *Hochstrombelastbarkeit*: Um hohe Leistungen relativ zur gespeicherten Energiemenge freisetzen zu können und um die Speicher in kurzer Zeit wieder aufladen zu können, ist eine hohe Strombelastbarkeit notwendig.
- *schnelle Ansprechzeit*: Insbesondere bei Anlagen, die die Sicherung von Spannungs- und Frequenzstabilität zur Aufgabe haben, ist eine schnelle Reaktion des Speichers mit der gesamten Nennleistung notwendig. Unterbrechungsfreie Stromversorgungssysteme müssen typischerweise innerhalb von 10 ms ansprechen um spätestens nach einer Halbwelle des 50 Hz-Netzes die Versorgung wieder herzustellen. Von großer Bedeutung ist dabei insbesondere auch die Leistungselektronik, die den Speicher an das Netz anbindet.
- *geringe Anforderungen an Ladeverfahren und Ladeelektronik*: Die Ladeelektronik bzw. das leistungselektronische Interface zwischen Speicher und Netz stellt einen sehr wichtigen Teil des Speichersystems dar. Einerseits müssen die Anforderungen seitens der Anwendung z.B. in Bezug auf die Erkennung von Fehlerfällen im Netz und der schnellen Reaktion durch das Speichersystem erfüllt werden und andererseits verlangen viele Speichertechnologien eine geeignete Betriebsführung, um lange Lebensdauern zu erreichen. Je weniger anspruchsvoll die Anforderungen des Speichers sind, desto einfacher und kostengünstiger kann das leistungselektronische Interface gestaltet werden.
- *weiter Betriebstemperaturbereich*: Insbesondere bei Speichertechnologien, die direkt der Umwelt ausgesetzt sind, ist es wichtig, dass über den ganzen typischerweise auftretenden Temperaturbereich eine optimale und effiziente Nutzung des Speichers möglich ist.
- *geringes Sicherheitsrisiko*: Durch die Konzentration von Energie auf engem Raum steigt das Gefährdungspotential für die Umgebung im Fall von Unfällen. So kann z.B. bei Schwungradspeichern das Schwungrad bei einem mechanischen oder elektrischen Versagen der Lagerung ausbrechen und im Umkreis Schaden an-

richten.

Elektrochemische Systeme können bei unsachgemäßer Behandlung explodieren und entsprechenden Schaden anrichten. Dabei ist jeweils der Schaden durch mechanische oder thermische Einwirkung des Speichers zu unterscheiden von Schäden die durch ggf. umweltunverträgliche Materialien freigesetzt werden können.

- *hoher Wirkungsgrad*: Wirkungsgradverluste kosten direkt Geld, da dem Speicher weniger Energie entnommen werden kann, als ihm zur Aufladung zugesetzt werden muss. Zudem können hohe Verluste auch zu einer erheblichen Erwärmung des Speichersystems führen. Dies kann entweder zu einer Begrenzung des Energiedurchsatzes pro Zeit zur Vermeidung einer Überhitzung führen oder es müssen aufwändige Kühlungsmaßnahmen ergriffen werden.
- *möglichst geringer Wartungsbedarf oder wartungsfrei*: Insbesondere Speicher in netzfernen und abgelegenen Anwendungen sowie kleine unbemannte Speichersysteme sollten möglichst wartungsarm sein. Andernfalls führen lange Anfahrtswege und hoher Zeitbedarf zu hohen Kosten und machen die Systeme unökonomisch.
- *einfache Bestimmung des „state of function“*: Für die übergeordnete Systemregelung ist es wichtig, den Ladezustand, die Verfügbarkeit und den Wartungsbedarf möglichst präzise zu bestimmen, um eine belastbare Einsatzplanung vornehmen zu können. Während bei mechanischen Systemen die Bestimmung des Ladezustands durch Messungen von Druck, Geschwindigkeit oder Pegelstand sehr einfach ist, kann dies bei elektrochemischen Systemen sehr schwierig sein.
- *einfaches und kosten-effizientes Recycling*: Werden Speichertechnologien mit begrenzter Lebensdauer eingesetzt (insbesondere elektrochemische Systeme), ist ein effizientes und umweltverträgliches Recycling notwendig. In vielen elektrochemischen Systemen werden Schwermetalle oder andere umweltgefährdende Stoffe eingesetzt, die nicht in die Umwelt gelangen dürfen. Ideal sind Materialien, die nach dem Recycling wieder für den Bau neuer, gleichartiger Batterien eingesetzt werden können und die als Recyclingprodukt nicht die Kosten für Primärrohstoffe überschreiten.

## 2.2 Differenzierung von Speichertechnologien

Die Speicherung elektrischer Energie kann in verschiedener Weise erfolgen. Abb. 5 zeigt eine Einteilung der Speichertechnologien entsprechend dem physikalischen Speicherzustand für die Energie. Unterschieden werden die Speicherung in Form von mechanischer Energie (potentielle Energie oder kinetische Energie), in elektrischen Feldern (elektro-magnetische oder elektro-statische Felder) oder in chemischer Bindungsenergie (Umwandlung durch elektrochemische Prozesse).

Des Weiteren können die verschiedenen Speichertechnologien unterschieden werden in „Hochleistungsspeicher“ und in „Hochenergiespeicher“. Während die Hochleistungsspeicher nur für sehr kurze Zeit Energie abgeben können, dies aber bei sehr hohen Leistungen, stellen die Hochenergiespeicher Energie über lange Zeiträume zur Verfügung. Dabei kann die Grenze zwischen „Hochleistungs-“ und „Hochenergiespeicher“ entsprechend Abb. 16 in etwa bei einer installierten Leistung von 100 kW pro installierter kWh gezogen werden. Dies entspricht Entladezeiten von unter einer Minute.



elektrisch	mechanisch	elektrochemisch
<ul style="list-style-type: none"> <li>● Supraleitende Spulen</li> <li>● Kondensatoren (diverse Technologien)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Pumpspeicherwerke</li> <li>● Schwungrad</li> <li>● Druckluftspeicher</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Akkumulatoren mit internem Speicher (z. B. Pb, NiCd, Li-Ion)</li> <li>● Akkumulatoren mit externem Speicher <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ Gasspeicher (Elektrolyseur &amp; Brennstoffzelle / Turbine)</li> <li>➢ Speicher mit flüssigen Aktivmassen (z. B. Vanadium-Redox-System)</li> <li>➢ Primärbatterien mit externer Regeneration (z. B. Zn-Luft)</li> </ul> </li> </ul>

Abb. 5: Klassen und Technologien für die Speicherung elektrischer Energie

## 3 Mechanische und elektrische Speichertechnologien

### 3.1 Hochenergiespeicher

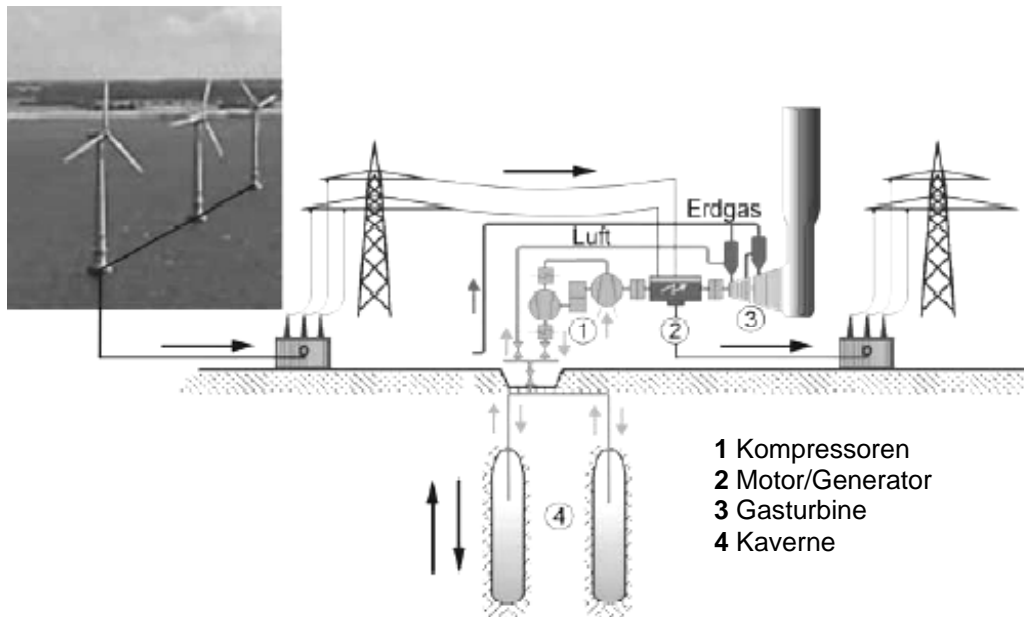
#### 3.1.1 Druckluftspeicher

In Druckluftspeichern wird bei Energieüberschüssen Luft mit Hilfe von Kompressoren komprimiert und eingelagert. Im Bedarfsfall kann die komprimierte Luft bei der Expansion Arbeit z.B. zum Antrieb einer Turbine verrichten.

Wird ein Speichersystem nach diesem Konzept betrieben, werden nur relativ bescheidene Wirkungsgrade erreicht, da insbesondere bei der Kompression der Luft erhebliche Mengen an Wärmeenergie anfallen. Um diesen Systemnachteil wettzumachen, wird heute ein Konzept aus kombiniertem Druckluftspeicher und Gasturbinenkraftwerk favorisiert. Dabei wird die anfallende Kompressionswärme dem Gasturbinenprozess zugeführt und bei der Entleerung des Speichers wird die Druckluft direkt in die Turbine eingeführt. Dadurch können heute Wirkungsgrade von 55 % erreicht werden (diabatische Druckluftspeicheranlage).

Allerdings ist die Energiedichte bei Drücken im vollgeladenen Zustand von 50 bis 200 bar relativ gering und es werden entsprechend große Speichervolumina benötigt. Dazu sind geeignete unterirdische geologische Formationen notwendig, in denen die Druckluft möglichst verlustfrei gespeichert werden kann. Insbesondere ausgehöhlte Salzstöcke, aber auch Bergwerke sind eine interessante Option. Allerdings sind Druckluftspeicher ebenso wie Pumpspeicherkraftwerke an geologisch geeignete Standorten gebunden. An der deutschen Nordseeküste gibt es eine größere Zahl von Salzstöcken, die ausgespült werden könnten, um dadurch Kavernen für Druckluftspeicheranlagen zu schaffen. Damit stellt diese Technologie eine Option für die Lö-

sung der Probleme dar, die durch einen weiteren Zubau an Windkraftanlagen auftreten können.



**Abb. 6: Schematische Darstellung einer diabatischen Druckluftspeicheranlage in Kombination mit einem konventionellen Erdgas-Kraftwerk zur Zwischenspeicherung von Energie aus Windparks (Graphik Fritz Crotofino)**

Abb. 6 zeigt schematisch das Konzept einer Druckluftspeicheranlage. Bereits Ende der 70iger Jahre des 20. Jahrhunderts wurde in Hundorf eine Demonstrationsanlage dieses Typs in Betrieb genommen, die heute unter Leitung der e.on betrieben wird. Die installierten Turbinen können bei gefülltem Speicher über einen Zeitraum von 2 Stunden 290 MW-Leistung liefern. Die Füllung der Speicher kann in 8 Stunden erfolgen. Die Speicherung der Druckluft erfolgt in zwei Salzöden mit jeweils etwa 150.000 m<sup>3</sup> Volumen bei einem Druck zwischen 50 und 70 bar.

Aktuelle Forschungen zielen auf die Errichtung von adiabatischen Druckluftspeicheranlagen, bei denen die bei der Kompression anfallende Wärmeenergie in thermischen Hochtemperaturspeichersystemen gespeichert wird. Bei der Entladung des Druckluftspeichers wird die Wärmeenergie wieder zugesetzt. Dadurch sollen insgesamt höhere Wirkungsgrade erreicht werden, allerdings muss dafür der zusätzliche thermische Speicher installiert werden, was zusätzlichen Raumbedarf und Kosten bedeutet.

### 3.1.2 Pumpspeicherkraftwerke

Pumpspeicherkraftwerke bilden das Rückgrat der großen Stromversorgungsnetze und sind die wichtigsten Energiespeicher im Netz. Dabei wird Wasser zwischen einem Speichersee (Oberwasser) und einem tieferliegenden Reservoir (Unterwasser) je nach Bedarf zur Leistungsentnahme aus dem Netz oder zur zusätzlichen Leistungseinspeisung ins Netz ausgetauscht. Dies erfolgt bei der Leistungsentnahme durch das Hochpumpen von Wasser und bei der Leistungsabgabe ans Netz durch den Betrieb von wassergetriebenen Turbinen.

Die Oberwasser sind Speicherseen, die in einigen Fällen auch ohne natürlichen Zufluss angelegt werden. Solche künstlichen Seen sind meist für einen Turbinenbetrieb unter Vollast für typischerweise 8 Stunden ausgelegt.

Bei älteren Anlagen kann die Turbinenleistung in weiten Bereichen geregelt werden, dagegen ist die Pumpleistung nicht regelbar. Wenn also eine Leistung aus dem Netz entnommen werden soll die geringer als die Leistung einer Pumpeinheit ist, wird das System im sogenannten Wasserkurzschluss betrieben und die netto Entnahmelistung aus dem Netz durch den entsprechenden Gegenbetrieb der Turbinen eingestellt. Dies führt natürlich zu einer geringen Gesamteffizienz. Der Einsatz moderner Antriebstechnik und Leistungselektronik ermöglicht es nun aber, auch voll regelbare Pumpensätze zu bauen.

Die 2004 in Betrieb gegangene Anlage in Goldisthal / Thüringen mit einer installierten Pump- und Generatorleistung von gut einem GW, aufgeteilt in je 4 Maschinensätze, verfügt als erste Pumpspeicheranlage in Deutschland über diese moderne Technik.

Pumpspeicherkraftwerke benötigen zwischen einer und drei Minuten bis die volle Leistung zur Verfügung steht. Damit sind sie schneller als alle konventionellen Kraftwerke, können aber auch nicht kurzfristige Schwankungen im Bereich von Sekunden direkt ausgleichen. Typischerweise werden die Pumpspeicherkraftwerke zum Ausgleich der vom vorhersagten Tagesprofil abweichenden Leistung im Netz und zum Stromhandel eingesetzt. Pumpspeicherkraftwerke mit einem Wasservorrat für etwa 8 Stunden sind dabei nicht geeignet, um z.B. langanhaltende Windflauten auszugleichen.

Dies könnte nur erreicht werden, wenn große Speicherseen, wie sie heute in Europa in großer Zahl vorhanden sind und durch die durch ihre natürlichen Zuflüsse und nicht durch Pumpen gespeist werden, als Pumpspeicherkraftwerke nachgerüstet werden. Die Kapazitäten sind in Summe sehr groß. Technisch stellt dies seitens der Druckstollen und der notwendigen Maschinenhäuser und Maschinensätze kein wirkliches Problem dar, allerdings fehlt es an vielen Stellen an geeigneten Unterwassern, aus denen die notwendigen Wassermengen ohne nachhaltige Eingriffe in die Natur entnommen werden können. Hier müssen die Optionen im Detail untersucht werden und insbesondere in Norwegen scheinen bedeutende Wasserkraftpotentials erschließbar zu sein. Durch Hochspannungsgleichstromübertragung mit Verlusten im Bereich von 5% / 1000 km Übertragungsstrecke, können auch weit entfernte Speicherkapazitäten effektiv genutzt werden.

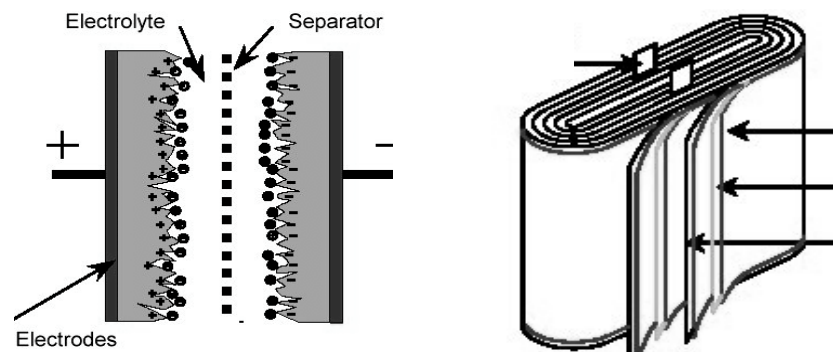
## **3.2 Hochleistungsspeicher**

Im strengen Sinn ist der Begriff „Leistungsspeicher“ nicht zulässig. Er beschreibt aber in treffender Weise eine Klasse von Speichersystemen, die sich dadurch auszeichnen, dass sie für kurze Zeiten sehr hohe Leistungen abgeben bei insgesamt aber einer geringen Menge an gespeicherter Energie. Typische Entladezeiten für Hochleistungsspeicher liegen unter 10 Sekunden.

### **3.2.1 Elektrochemische Doppelschichtkondensatoren**

Elektrochemische Doppelschichtkondensatoren (EDLC) sind eine Speichertechnologie, die die Lücke zwischen den klassischen Kondensatoren, die in der Elektronik eingesetzt werden, mit ihrer nahezu unbegrenzten Zyklenfestigkeit sowie extrem hoher Leistungsfähigkeit und den Sekundärbatterien mit ihrer um viele Größenordnungen größeren Energiespeicherfähigkeit füllen. Umgangssprachlich werden Dop-

pelschichtkondensatoren häufig SuperCaps genannt. Die Speicherung der elektrischen Energie erfolgt ohne einen elektrochemischen Reaktionsschritt, woraus die typischerweise mit 500.000 Zyklen angegebene Lebensdauer resultiert. Die im Verhältnis zu konventionellen Kondensatoren sehr hohe Kapazität im Bereich bis zu 5 kF 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 elektrischem Feld mit sehr geringen räumlichen Abständen von etwa 10 nm gespeichert. Abb. 7 zeigt den schematischen Aufbau von DLCs.



**Abb. 7: Schematischer Aufbau von Doppelschichtkondensatoren (Quelle Montena (Maxwell), Epcos)**

Die Nennspannung der DLCs liegt typischerweise bei 2,5 bis 2,7 V<sup>1</sup>. Eingesetzt werden wasserfreie organische Elektrolyte, die bei diesen Spannungen nur einer sehr geringen Zersetzung ausgesetzt sind. Der Innenwiderstand ist typischerweise kleiner als 1 mΩ. Dadurch können sehr hohe Lade- und Entladeströme erreicht werden. Die Energiedichte liegt dagegen nur zwischen 2 und 5 Wh/l. Die Kosten pro kWh sind heute mit einigen 10.000 Euro 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. Speicherzeitkonstanten bis zu 10 s scheinen ökonomisch ein interessantes Anwendungsgebiet für DLCs zu sein. Damit können insbesondere Anlagen zur Sicherung der PowerQuality 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 die Selbstentladerate deutlich größer als die von konventionellen Batterien ist.

### 3.2.2 Schwungräder

Energie kann auch als Bewegungsenergie gespeichert werden. Um stationäre Speichersysteme zu bauen, eignet sich die Form der Rotationsenergie. Die gespeicherte Energie ist dabei abhängig vom Trägheitsmoment des Rotationskörpers und von der Rotationsgeschwindigkeit.

Unterschieden werden heute meist drei Klassen von Schwungrädern in Abhängigkeit der Rotationsgeschwindigkeit: langsame (um 5000 Umdrehungen pro Minute), mit-

<sup>1</sup> Es gibt auch DLC's mit wässrigen Elektrolyten, die Nennspannungen von etwa 1,4 V ausweisen.

telschnelle (um 20000 Umdrehungen pro Minute) und schnelle (um 100000 Umdrehungen pro Minute) Schwungräder. Allerdings steigt die gespeicherte Energie nicht automatisch mit der Umdrehungszahl, da die Rotationskörper bei größer werdender Rotationsgeschwindigkeit kleiner werden müssen. Der Durchmesser muss reduziert werden, da die heute verfügbare Materialien (bei den mittelschnellen und schnellen Schwungräder typischerweise Kompostmaterialien, wie sie auch im Flugzeugbau verwendet werden) nur begrenzte Kräfte aufnehmen können. Die Kräfte hängen vom Abstand von der Rotationsachse und der Umdrehungsgeschwindigkeit ab.

Schwungräder sind ebenfalls typische Hochleistungsspeicher, die in kurzer Zeit sehr viel Energie abgeben oder aufnehmen können. Im Prinzip wird die Leistungsfähigkeit nur begrenzt durch die Leistungselektronik und den installierten Elektromotor/Generator. Lebensdauern werden von Herstellern mit Zyklenzahlen im Bereich von mehreren Millionen angegeben. Auch diese Eigenschaft qualifiziert die Schwungräder für Anwendungen, in denen sehr häufige Lade-/Entladezyklen auftreten. Dies ist z.B. in Hebevorrichtungen wie Containerbrücken der Fall oder im Nahverkehrsbereich, wo elektrisch betriebene Bahnen in schneller Abfolge beschleunigen oder abbremsen müssen. Die Schwungräder werden dabei entweder auf dem Fahrzeug selber oder in den Unterwerken, die die einzelnen Stromabschnitte versorgen, untergebracht. Schwungräder mit Leitungen im Bereich bis zu einem MW sind kommerziell erhältlich.

Ein Nachteil von Schwungräder ist die hohe „Selbstentladung“. Wird das Schwungrad nicht weiter beschleunigt, nimmt die Rotationsgeschwindigkeit in Folge von Reibungsverlusten, die auch durch eine Evakuierung und supraleitende Magnetlager nicht ganz vermieden werden können, schnell ab. Je nach Technologie kann das Schwungrad innerhalb eines Tages zum Stillstand kommen. Wenn aber häufige Lade-/Entladezyklen gefahren werden (z.B. jede Minute), dann sind diese Verluste vernachlässigbar. Bei der Installation in mobilen Anwendungen ist zudem darauf zu achten, dass eine kardanische Aufhängung gewählt wird und ein Berstschutz installiert wird, der im Fehlerfall verhindert, dass der schnelldrehende Rotationskörper das Gehäuse verlassen kann.

### 3.2.3 Supraleitende Spulen

Während Kondensatoren die elektrische Energie im elektrostatischen Feld speichern, können Spulen Energie im elektrodynamischen Feld speichern. Dabei ist die Energiemenge abhängig vom fließenden Strom. Um Energie über längere Zeiten speichern zu können, muss der Leitungswiderstand der Spule so gering wie möglich sein und diese Forderung wird in besonderer Weise von Supraleitern erfüllt. Supraleiter leiten unterhalb einer materialspezifischen Sprungtemperatur Strom ohne Widerstand. Supraleitende Magneten werden in vielen technischen Anwendungen, da sich auf kleinem Raum hohe magnetische Felder erzielen lassen, die z.B. in der Medizintechnik für Kernspintomographen oder in der Elementarteilchenphysik für die Ablenkung von geladenen Teilchen verwendet werden.

Einem Einsatz als Energiespeicher in großem Umfang stehen aber zwei Nachteile gegenüber. Zum einen werden für den supraleitenden Zustand sehr tiefe Temperaturen benötigt, die nur mit flüssigem Helium oder flüssigem Stickstoff erreicht werden, und zum anderen sind die Wirkungen von starken magnetischen Felder auf biologische Organismen unklar. Für die Aufrechterhaltung der Kühlung ist zudem ein er-

heblicher Energieeinsatz nötig, so dass hier energetische Verluste auftreten, die im Wirkungsgrad des Gesamtsystems berücksichtigt werden müssen.

Kleinere Speichersysteme, bei denen die Felder effektiv abgeschirmt werden können, werden aber realisiert, dienen aber insbesondere als Hochleistungsspeicher, die in kurzer Zeit sehr hohe Leistungen oder sehr hohe Ströme freisetzen können. Eine kommerzielle Anwendung ist daher der Einsatz von supraleitenden Spulen als Kurzschlussstromquelle, mit deren Hilfe in Fehlerfällen in Netzen Sicherungen ausgelöst werden können. Für den reinen Einsatz als Energiespeicher zur Bereitstellung von Spitzenleistung wurden einige Prototypen und Demonstratoren aufgebaut und im Feld betrieben. Insgesamt ist aber der systemtechnische Aufwand durch die notwendige Tieftemperaturkühlung höher als beispielsweise bei Schwungrädern, die von der Leistungsabgabecharakteristik vergleichbar sind.

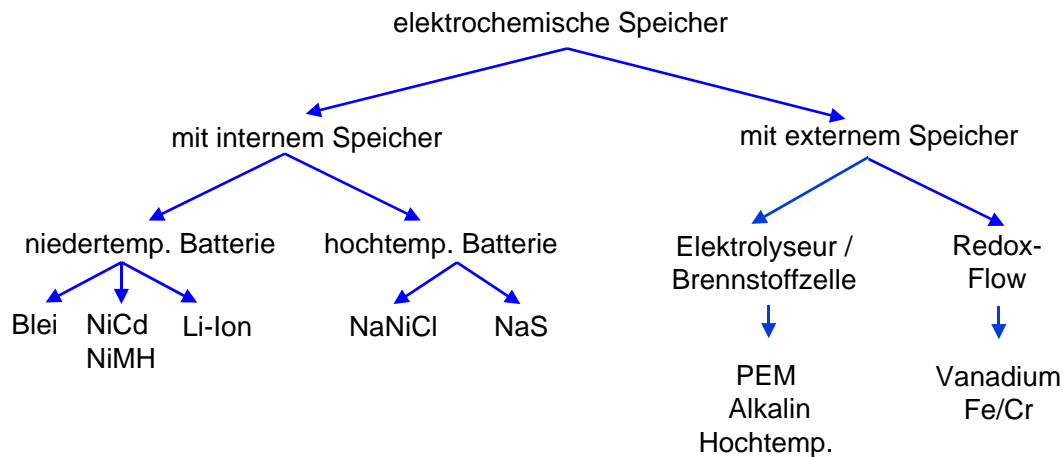
## 4 Elektrochemische Speichersysteme

### 4.1 Klassifizierung elektrochemischer Speichersysteme

Elektrochemische Speichersysteme lassen sich gemäß Abb. 8 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 betrieben werden können. 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, dass in Abschnitt 4.3.2 ausführlich diskutiert werden soll.

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  $10 \text{ m}^3$  Wasser auf eine Höhendifferenz von 360 m gespeichert werden.
- Für 10 kWh Speicherkapazität mit Bleibatterien werden rund 130 Liter Batterievolumen benötigt.
- Für die Speicherung von 10 kWh Energie in Form von Wasserstoff wird bei einem bar Druck ein Volumen von etwa 3000 Litern benötigt. Bei 200 bar Druck sind 15 Liter Speichervolumen notwendig.
- Energiedichte von Diesel: ca. 12 kWh in einem Liter.



**Abb. 8: Klassifizierung elektrochemischer Speichertechnologien**

Daraus wird deutlich, dass die Energiedichte elektrochemischer Akkumulatoren gegenüber Dieseltreibstoff 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.

## 4.2 Sekundärbatterien mit internem Speicher

Die Zahl der Materialkombinationen, aus denen elektrochemische Batterien oder Akkumulatoren 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 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 abgesehen von NiCd-Batterien nachfolgend kurz diskutiert. NiCd-Batterien stehen in der Europäischen Gemeinschaft vor einem Verbot für Massen Anwendungen, das immer wieder geplant und dann auch wieder zurückgenommen wird.

### 4.2.1 Blei-Säure-Batterien

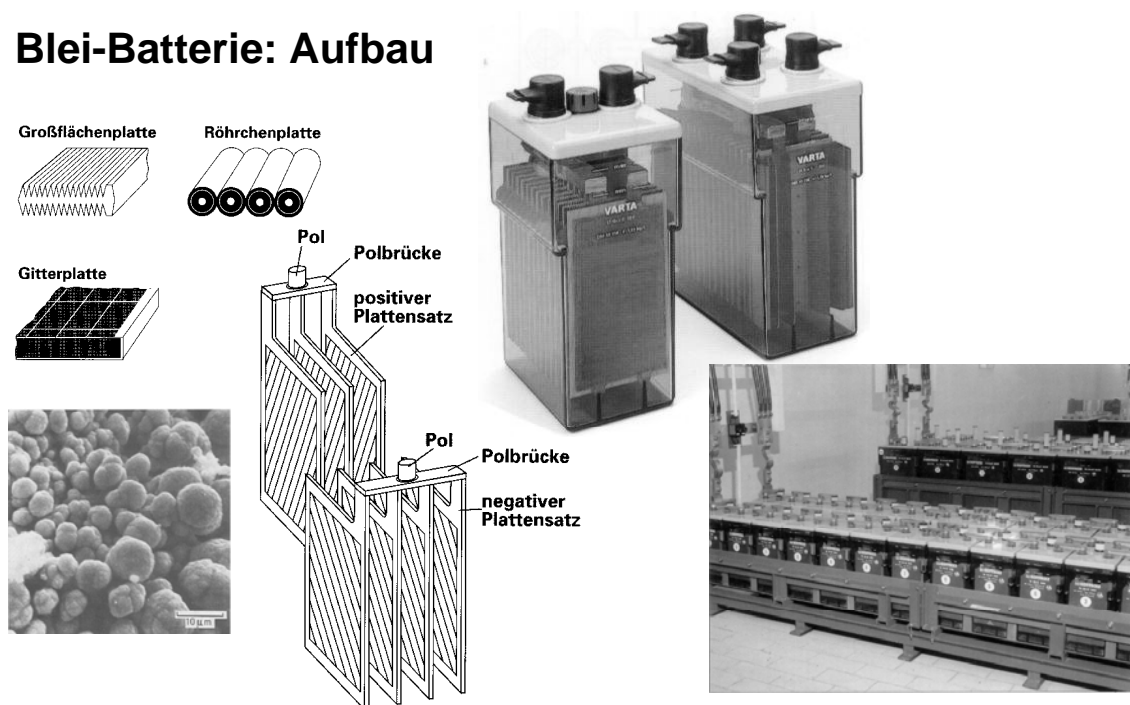
Die wichtigste Speichertechnologie bezogen auf die installierte Batteriekapazität ist der Blei-Säure-Akkumulator. Abb. 9 zeigt den Aufbau von Bleibatteriezellen. Poröse Aktivmassen mit hoher innerer Oberfläche werden zu Elektroden verarbeitet. Positive und negative Elektroden bilden eine Batterie zelle, die in großen Anlagen durch Parallel- und Serienschaltung zu großen Kapazitäten verschaltet werden können. Die Größe der Anlage ist modular erweiterbar.

Die wichtigsten Eigenschaften, der hauptsächlich aus den Materialien Blei, Schwefelsäure und Kunststoff aufgebauten Bleibatterien, sind Energiedichten um 25 Wh/kg bzw. 40 kg/kWh (gravimetrisch) und 75 Wh/l bzw. 13 l/kWh (volumetrisch) bei Wirkungsgraden um 80 - 90 %. Stationäre Bleibatterien hoher Qualität erreichen Lebensdauern von 6 - 12 Jahren bei Zyklenlebensdauern um 2000 Zyklen, in Ausnahmen bis 7000 Zyklen. Die Kosten für die Batterie liegen je nach Qualität und zu erwartender Lebensdauer zwischen 100 und 300 Euro/kWh. Industriebatterien werden in Europa zu nahezu 100% gesammelt und recycelt. Aus dem Blei werden wieder

Bleibatterien hergestellt. 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.

Batteriespeicheranlagen auf Basis von Bleibatterien wurden und werden in der ganzen Welt gebaut, um lokale Probleme in der Energieversorgung zu lösen. Dazu gehören sowohl Anlagen 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 im Schnitt zweimal am Tag vollständig durchgesetzt. Die Anlage erreichte mit insgesamt 7000 Nennladungsumsätzen eine für Bleibatterien ungewöhnlich lange Lebensdauer. Abb. 10 zeigt die aus insgesamt 7080 Zellen des Typs OCSM 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.

## Blei-Batterie: Aufbau

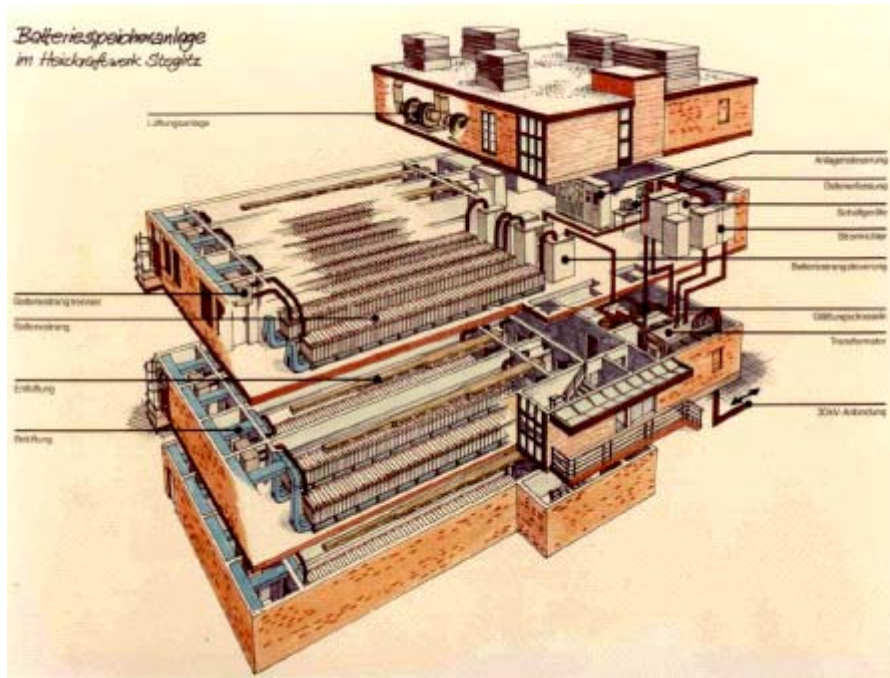


**Abb. 9: Aufbau einer Batterieanlage aus Bleibatterien. Ausgangsmaterial sind poröse Aktivmassen mit hoher innerer Oberfläche die zu Elektroden verarbeitet werden. Die Elektroden werden in einer Zelle mit dem Elektrolyten integriert und die Zelle bildet die kleinste technische Einheit. Die Zellen können dann in großen Batterieanlagen miteinander entsprechend der benötigten Kapazität und Leistung verschaltet werden.**

Tab. 1 zeigt eine Auswahl weiterer Batteriespeichersysteme mit maximalen Leistungen von 70 MW und Speicherkapazitäten bis zu 40 MWh. Es ist anzumerken, dass



die Spitzenleistung der Batteriespeichersysteme durch die installierte Leistungselektronik und nicht durch die Batterien selber beschränkt wird. Eine Bleibatterie kann kurzfristig sehr hohe Leistung abgeben. So wird in Fahrzeugen aus Batterien mit 0,5 kWh Energiespeicher beim Startvorgang durchaus eine Leistung von 5 kW gezogen.



**Abb. 10: Batteriespeicheranlage zur Frequenz- und Spannungsstabilisierung des Westberliner Stromnetzes zur Zeit vor der Wiedervereinigung (Baujahr 1986, Quelle: Exide Technologies).**

**Tab. 1: Übersicht über einige Batteriespeicheranlagen, die realisiert sind und betrieben werden oder wurden.**

Unternehmen	Leistung	Energie
BEWAG, Berlin, Deutschland	17 MW	14 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, Hawaii, USA	10 MW	15 MWh
Puerto Rico Electric Power Authority, San Juan	20 MW	14MWh
Chugach Electric Assn., Anchorage, Alaska, USA	20 MW	10 MWh
Golden Valley Electric Assn., Fairbanks, Alaska, USA	70 MW	17 MWh

#### 4.2.2 Lithium-Ionen-Batterien

Lithium-Ionen-Batterien sind im Bereich portabler, mobiler Anwendungen (z.B. Laptop, Handy) innerhalb weniger Jahre zu der wichtigsten Speichertechnologie gewor-

den. Im Verhältnis zu Blei- oder NiCd-Batterien sehr hohe gravimetrische Energiedichten von mehr als 150 Wh/kg stellen in diesem Marktsegment einen entscheidenden Wettbewerbsvorteil da, so dass auch die bis heute noch hohen spezifischen Kosten durchgesetzt werden können.

Bei der Diskussion von Lithium-Batterietechnologien muss darauf hingewiesen werden, dass hier nicht von einem einheitlichen Konzept 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 oder auch der Lebensdauer 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 besten Eigenschaften für den Einsatz im Bereich von großen Speichersystemen, wie sie im Netz- oder auch im Elektrotraktionsbereich notwendig sind, haben wird. Insbesondere ist bis heute nicht geklärt, wie weit die Zyklenlebensdauer noch angehoben werden kann. Dieser Parameter ist für die Gesamtökonomie der Speichersysteme von entscheidender Bedeutung. Die heute erzielten Leistungsdichten von bis 2.500 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 1000 €/kWh und Fragen der Sicherheit stehen einer breiten Einführung in stationären und automobilen Anwendungen noch im Wege. 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 Lebensdauern die entscheidende Rolle.

#### **4.2.3 Nickel-Metall-Hydrid- und Nickel-Cadmium-Batterien**

Nickel-Metall-Hydrid-Batterien sind zunächst vor allem auch als Ersatztechnologie für NiCd-Batterien entwickelt worden. In der Tat weisen NiMH-Batterien auch die meisten der positiven Eigenschaften der NiCd-Batterien auf. Allerdings konnten mit NiMH-Batterien auch 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 Risiko als Lithium-Batterien darstellen. Die gesamte Produktion stammt aber im Wesentlichen von nur zwei verschiedenen Herstellern weltweit.

Der Wirkungsgrad 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). 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. Allerdings ist der Betrieb von NiMH-Batterien gegenüber Lithium-Batterien wesentlich sicherer und robuster bzgl. der Ladeverfahren und der erlaubten Spannungsfenster im Betrieb.

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 dagegen 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. 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.

#### **4.2.4 NaNiCl- und NaS-Hochtemperaturbatterien**

Natrium-Nickel-Chlorid- (NaNiCl, auch Zebra-Batterie genannt) und Natrium-Schwefel-(NaS)-Batterien zeichnen sich gegenüber den vorstehenden beschriebenen Batterietechnologien 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 Ionen-leitende Keramiken. Um eine ausreichende Ionenleitfähigkeit zu erreichen und die Aktivmassen in flüssigen Zustand zu versetzen, ist eine Betriebstemperatur im Bereich von 350°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 aufrecht erhalten werden. Dadurch qualifizieren sich diese Batterien für Anwendungen mit täglicher Zyklisierung, sind aber ungeeignet für Anwendungen in unterbrechungsfreien Stromversorgungen mit den langen Stand- und Wartezeiten.



**Abb. 11: 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 (Abb. 11).

Grundsätzlich bietet die Technologie das Potential zu geringen Kosten und hohen Zyklenlebensdauern. Allerdings sind dazu noch technische Herausforderungen bei der Produktion (insbesondere die Festkörperelektrolyte sind kritisch) zu lösen und erfolgreich in eine Massenproduktion umzusetzen.

### **4.3 Elektrochemische Energiespeicher mit externem Speicher**

Wie im Zusammenhang mit Abb. 8 diskutiert worden ist, sind bei elektrochemischen Energiespeichern mit externem Speicher die 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.

#### **4.3.1 Redox-Flow-Batterien**

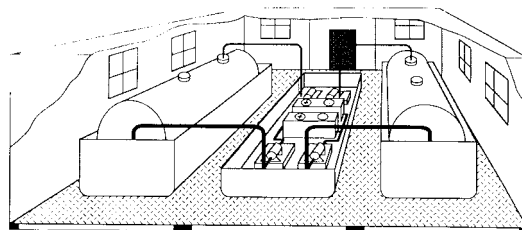
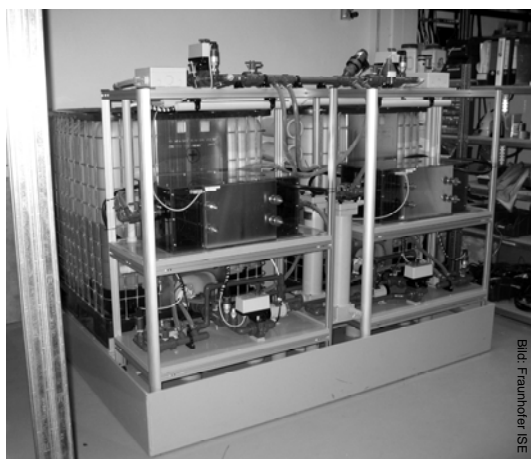
In Redox-Flow-Batterien besteht das aktive Material aus in einem flüssigen Elektrolyten gelösten Salzen. Der Elektrolyt wird in Tanks gelagert und bei Bedarf einer zentralen Reaktionseinheit für den Lade- oder Entladeprozess mittels Pumpen zugeführt. Da die Löslichkeit der Salze in den Elektrolyten typischerweise nicht sehr hoch ist, werden Energiedichte 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 Tank-

größe bestimmt den Energieinhalt der Batterie, die Lade-/Entladeeinheit die Leistung der Batterie.

Redox-Flow-Batterien wurden bereits in den 1970er und 1980er Jahren intensiv für stationäre Anwendungen erforscht. Durch diverse Materialprobleme wurden die Aktivitäten aber deutlich 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,  $\text{Br}_2/\text{Cr}$ , Vanadium und  $\text{NaBr} + \text{Na}_2\text{S}_4/\text{Na}_2\text{S}_2 + \text{NaBr}_3$  (Regenesys). Dabei ist die Vanadium-Redox-Batterie eine besonders interessante Variante, da Vanadium in vier verschiedenen Wertigkeiten vorliegen kann und somit in beiden Elektroden Vanadium verwendet werden kann. Durch ein Crossing-over über die Membran in der zentralen Reaktionseinheit kann somit keine Verunreinigung erfolgen.

Abb. 12 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 angeliefert werden.



**Abb. 12: 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. Es deutet einiges darauf hin, dass 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.

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 oberhalb von 75 % ausgehen. Damit liegt der Wirkungsgrad erheblich über dem von Wasserstoffspeichersystemen (siehe auch Abb. 15). Eine Selbstentladung tritt quasi nicht auf.

#### 4.3.2 Wasserstoffwirtschaft

Die Begrenztheit der Vorräte an Erdöl und Erdgas macht es notwendig, mittelfristig auch Konzepte für einen Ersatz dieser Energieträger zu entwickeln und zu etablieren. Wasserstoff stellt hier nach weit verbreiteter Ansicht eine wichtige Option dar. Wasserstoff kann als Treibstoff für PKW's oder Flugzeuge, zur Erzeugung von Wärme oder zur Erzeugung elektrischen Stroms eingesetzt werden. Damit stellt Wasserstoff in weiten Bereichen eine interessante und CO<sub>2</sub>-freie Alternative zu Erdöl und Erdgas da. Wasserstoff kann gespeichert werden (Kapitel 4.3.2.2), in vielfältiger Weise genutzt werden (Kapitel 4.3.2.3) und aus überschüssigem Strom überall dort, wo es Wasser gibt, hergestellt werden (Kapitel 4.3.2.1). Die Wasserstoffwirtschaft macht aus Klimaschutzgründen aber nur Sinn, wenn der Wasserstoff aus CO<sub>2</sub>-freien Stromquellen gewonnen wird. Als Quellen werden dafür Atomkraftwerke, Wasserkraftwerke, Windparks oder große Photovoltaikanlagen insbesondere in Wüstengebieten diskutiert. Abb. 13 zeigt schematisch einen solare Wasserstoffkreislauf. Heute wird Wasserstoff zu mindestens 94 % aus kohlenstoffhaltigen Energieträgern gewonnen.

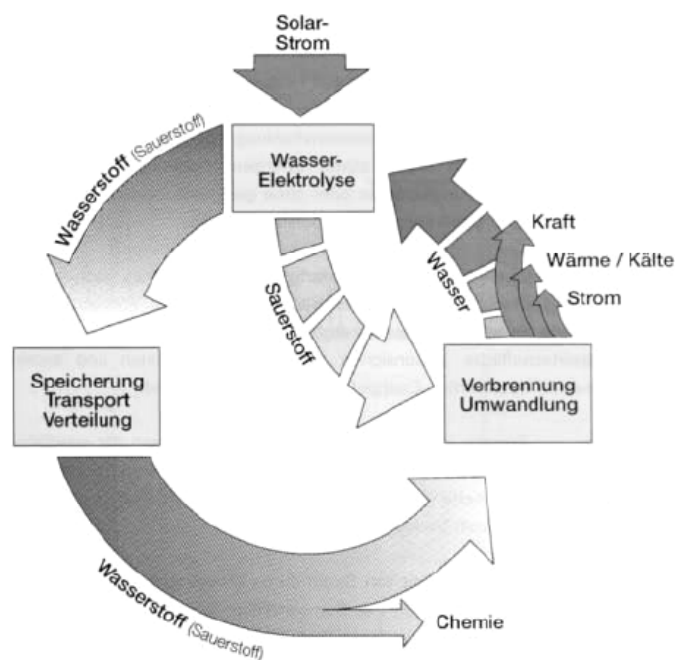
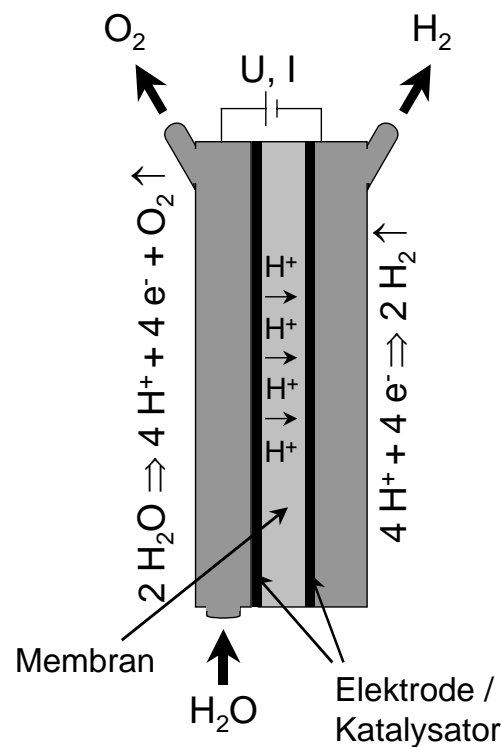


Abb. 13: Solarer Wasserstoffkreislauf nach (Quelle: Blumenberg / Spinnler)

Da über den Prozess der Wasserstoffherzeugung, der Speicherung und der Rückumwandlung in elektrischen Strom ein echter „Strom zu Strom“-Prozess mit Speichermöglichkeit realisiert werden kann, lassen sich Systeme mit Eigenschaften, die Batterien sehr ähnlich sind, realisieren.

#### 4.3.2.1 Erzeugung von Wasserstoff

Wasserstoff kann sehr einfach über einen Elektrolyseprozess gewonnen werden. Wird an zwei in Wasser eingetauchte Elektroden ein Potential von mindestens 1,23 V angelegt, kommt es zur Bildung von Sauerstoff an der positiven und zur Bildung von Wasserstoff an der negativen Elektrode (Abb. 14). Ziel der technischen Entwicklungen ist es, ausreichend große Gasmengen bei hohem Wirkungsgrad in den Elektrolyseuren zu erzeugen. Dazu werden heute vornehmlich Platin und Palladium als Katalysatoren eingesetzt. Ziel von Forschung und Entwicklung ist es einerseits, die Katalysatorbelegung weiter zu verringern und andererseits Katalysatoren aus kostengünstigeren Materialien einzusetzen. Eine sehr effiziente Technologie mit Wirkungsgraden bis zu 93 % (Strom in Wasserstoff) ist der „Hot-Ely“. Dabei findet die Elektrolyse bei rund 1000°C statt. Während das Wasser gasförmig ist, wird ein sauerstoffionenleitender Festkörperelektrolyt eingesetzt. Vorteil des Verfahrens ist, dass ein Teil der Energie als thermische Energie zugesetzt werden kann.



**Abb. 14: Schematische Darstellung eines Niedertemperatur-Membran-Elektrolyseurs zur Wasserstoffherzeugung aus elektrischem Strom und Wasser**

Elektrolyseure können sehr schnell in ihrer Leistung reduziert werden. Dadurch kann der Wasserstoffherzeugungsprozess gleichzeitig gut zur Netzregelung eingesetzt werden. Eines der diskutierten Konzepte sieht einen Betrieb von Elektrolyseuren zur Aufnahme von Überschüssen aus dem Netz vor. Im Falle einer ungeplanter Nachfragerhöhung können die Elektrolyseure dann innerhalb von Millisekunden runtergefahren und damit das Netz stabilisiert werden. Es gilt aber auch hier die Randbedin-

gung, dass das energetisch und ökonomisch nur dann Sinn macht, wenn der Strom aus CO<sub>2</sub>-freier Überschussproduktion kommt.

Im Zusammenhang mit Off-shore Windparks sind verschiedene Konzepte denkbar. Ein Konzept sieht die Erzeugung von Wasserstoff direkt bei den Off-shore Windparks vor. Der Wasserstoff wird dann über Pipelines oder mit Schiffen an Land gebracht. Eine elektrische Anbindung der Windparks zur Küste hin entfällt dann. Die Alternative ist eine elektrische Anbindung der Windparks bis zur Küste hin. Dort findet dann die Ankopplung an das Verbundnetz statt und bei Überlastung des Verbundnetzes werden die Stromüberschüsse in die Wasserstoffproduktion umgesetzt. Dadurch lassen sich insgesamt bessere Wirkungsgrade erzielen, auf der anderen Seite kann die elektrische Anbindung der Windparks insbesondere bei größeren Distanzen zur Küste erhebliche Kosten verursachen. Bei der ökonomischen Analyse ist allerdings zu beachten, dass der Wirkungsgrad von Strom in Strom bei einer Erzeugung off-shore mit anschließendem Transport an Land kaum über 30% liegen kann.

Eine andere interessante Quelle für billigen Strom sind große Wasserkraftanlagen, wie sie heute z.B. schon in Kanada (Hydro Quebec) oder auch in Norwegen zur Verfügung stehen.

Während der Wasserstoff aufgefangen, getrocknet und gereinigt wird, ist die direkte Nutzung des Sauerstoffs eher selten. Typischerweise wird der Sauerstoff in die Atmosphäre entlassen und vor Ort bei der Nutzung des Wasserstoffs der Atmosphäre dann wieder entnommen. Es kann aber auch zu einer Nutzung des Sauerstoffs z.B. zur Anregung der Biogasproduktion auf Deponien kommen. Brennstoffzellen erreichen höhere Wirkungsgrade, wenn sie mit reinem Sauerstoff anstelle des atmosphärischen Luft-Sauerstoff-Gemischs betrieben werden. Allerdings lässt sich der Wirkungsgradgewinn betriebswirtschaftlich im Verhältnis zu den Kosten für Transport und Speicherung des Sauerstoffs derzeit nicht rechtfertigen.

#### **4.3.2.2 Möglichkeiten zur Speicherung von Wasserstoff**

Die wichtigsten Techniken für die Speicherung von Wasserstoff sind Druckgasspeicher, Flüssiggasspeicher und Metallhydridspeicher.

Wasserstoff lässt sich unter Druck in Pipelines ähnlich wie Erdgas transportieren, wobei die volumetrische Energiedichte von gasförmigem Erdgas allerdings etwa dreimal höher als die von gasförmigem Wasserstoff bei gleichem Druck ist. Gegebenenfalls müssen die Pipelines eine zusätzliche Dichtung erhalten, um die leicht flüchtigen und sehr kleinen Wasserstoffatome in den Rohren zu halten. Aber auch eine Speicherung in Druckgastanks, ähnlich denen für Erdgas, bei Drücken von 200 bar und Speichervolumina von bis zu 100.000 m<sup>3</sup> ist technisch wenig aufwändig. In Druckgasflaschen wird Gas inzwischen bereits bei Drücken von bis zu 700 bar angeboten.

Die Speicherdichte kann gegenüber gasförmigem Wasserstoff bei einem bar Druck um einen Faktor 800 erhöht werden, wenn der Wasserstoff verflüssigt wird. Dazu muss der Wasserstoff auf unter -253°C abgekühlt werden. Dafür wird ca. 1/3 des Energiegehalts des Wasserstoffs verbraucht, stellt also keine sehr effiziente Option da. In flüssiger Form ist aber z.B. ein Transport mit Schiffen über weite Strecken möglich. Nachteile neben dem Energieaufwand für die Verflüssigung sind die hohe Reinheit, die das Gas aufweisen muss, damit die Verflüssigung gelingt und ca. 1 % des Gases muss jeden Tag für die Aufrechterhaltung des flüssigen Zustands aufgebracht werden.



Eine technisch interessante Option stellt auch die Speicherung von Wasserstoff in einem Metallhydrid statt. Das Metallhydrid ist schwammförmig und hochporös. Titan-Eisen und Nickel-Verbindungen sind die heute am meisten genutzten Metalllegierungen. Die Metallhydride können mit einem Überdruck zwischen 10 und 20 bar beladen werden. Die Wasserstoffmoleküle werden durch van-der-Waalsche Kräfte an die Metallatome gebunden. Damit kann unter einem Druck von nur 10 bis 20 bar ungefähr pro Volumen ähnlich viel Gas gespeichert werden, wie unter 200 bis 700 bar Druck. Allerdings ist der Umgang bei dem niedrigen Druck wesentlich einfacher und sicherer als bei hohen Drücken oder verflüssigtem Wasserstoff. Ist der Metallhydridspeicher gefüllt, kann der Wasserstoff quasi ohne weitere Verluste beliebig lange gespeichert werden. Nachteil der Technologie ist das hohe Gewicht des Metallhydrids. Typischerweise sind bei vollständiger Füllung des Speichers 1 bis 2 % Gewichtsprozent Wasserstoff in 98 bis 99 % Metallverbindungen gespeichert. Die in Frage kommenden Metalle sind zudem nicht ganz billig (z.B. Nickel- oder Seltene Erden-Verbindungen).

Intensiv erforscht werden auch sogenannte Nanotubes aus speziellen Kohlenstoffmodifikationen, denen eine ähnliche Speicherwirkung wie den Metallhydriden nachgesagt wird, dabei aber wesentlich leichter als die Metallverbindungen sind. Kommerziell gibt es hier aber keine Produkte am Markt.

#### **4.3.2.3 Nutzung von Wasserstoff**

Steht der Wasserstoff zur Verfügung, stellt sich die Frage, nach der effizientesten Nutzung. Grundsätzlich kann zwischen einer thermischen Nutzung des Wasserstoffs und der Rückverwandlung in elektrischen Strom unterschieden werden.

Beispiele für eine thermische Nutzung sind die Beimengung des Wasserstoffs in das heutige Erdgasnetz, die Nutzung in Verbrennungsmotoren für Kraftfahrzeuge, in Jet-Triebwerken für Flugzeuge oder die katalytische Verbrennung zu Heiz- oder Kochzwecken.

Beimengungen im Bereich von 10 bis 15 % Wasserstoff zum Erdgas werden als technisch unkritisch eingeschätzt und bedürfen keine Umstellungen an den Pipelines oder den überwiegend als Endverbraucher genutzten Gasthermen.

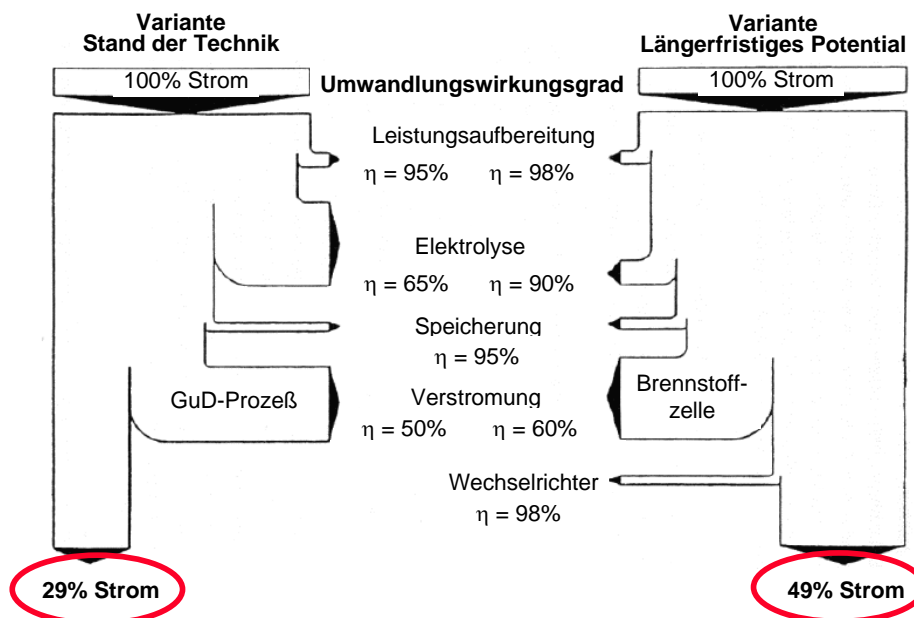
Während die meisten Automobilhersteller Brennstoffzellen als Option für zukünftige PKW-Antriebe erforschen, setzt BMW auf eine direkte Nutzung des Wasserstoffs in quasi konventionellen Verbrennungsmotoren. Nach heutigem Stand ist dies zu deutlich geringeren Kosten und bei gewohnt hoher Zuverlässigkeit möglich. Nachteil sind die erhöhten Emissionen von Stickoxiden, die durch die hohen Verbrennungstemperaturen verursacht werden.

Auch für Flugzeugantriebe wird in Studien der Einsatz von Wasserstoff untersucht. Modellstudien für die Integration der Wasserstofftanks gibt es in großer Zahl. Dabei könnte die Verwendung von Wasserstoff sogar zu einer Erhöhung der Sicherheit führen, da auf dem Dach eines Flugzeug untergebrachte Wasserstofftanks u.U. eine geringere Gefahr bei Notlandungen darstellen, als dies die großen Mengen Kerosin in den Flügeln tun. Ein bislang in seiner Wirkung noch schwer einzuschätzender Effekt ist die Freisetzung von Wasserdampf in hohen Atmosphärenregionen, die u.U. zu einem verstärkten Treibhauseffekt führen könnten. Die logistische Versorgung der gesamten zivilen Luftfahrt mit flüssigem Wasserstoff stellt dabei eine nicht zu unterschätzende Herausforderung da, für die es bislang keine realistischen Szenarien gibt.

Eine elegante Nutzung des Wasserstoffs ist die katalytische Verbrennung. Damit können sowohl Heizungssysteme als z.B. auch Kochherde gefahrlos betrieben werden.

Die Rückverwandlung in elektrischen Strom kann z.B. über Brennstoffzellen oder in modifizierten Gasturbinen erfolgen. Bei Brennstoffzellen stehen grundsätzlich verschiedene Technologien zur Verfügung. Wenn Wasserstoff als Energieträger bereit steht, sind Polymer-Elektrolyt-Brennstoffzellen und alkalische Brennstoffzellen effiziente Technologien für die Stromproduktion. Vorteile dieser Brennstoffzellentechnologien sind vor allem die hohen Wirkungsgrade, die auch in kleinen, verteilten Einheiten sowie bei Teillastbetrieb erzielt werden können. Dadurch stellen Brennstoffzellen eine gute Option für die kundennahe Strom- und Wärmeproduktion dar.

Die Nutzung von Wasserstoff in entsprechend modifizierten Gasturbinenkraftwerken ist eine weitere Option, die aber erst ab Leistungen im Bereich von 100 kW wirtschaftlich effizient eingesetzt werden kann.



**Abb. 15: Wirkungsgradketten von Wasserstoffspeichersystemen nach gegenwärtigem Stand der Technik und längerfristigem Potential**

Grundsätzlich muss für alle Anwendungsfälle geprüft werden, wie die beste ökonomische und technische Effizienz erzielt werden kann. Eine Rückverwandlung in Strom hat nur einen Wirkungsgrad zwischen 30 und 50 % (siehe Abb. 15). Dabei ist zu berücksichtigen, dass das in Abb. 15 aufgeführte Szenario von einem stationären Speichersystem ausgeht, das mit geringem Wasserstoffdruck arbeitet. Muss der Wasserstoff stark komprimiert oder gar verflüssigt und zudem transportiert und verteilt werden, sinken die erzielbaren Gesamtwirkungsgrade schnell in den Bereich von 20 bis 25%. Die Wasserstoffherzeugung aus Strom macht also dann und nur dann Sinn, wenn der Strom nicht direkt verbraucht oder abtransportiert werden kann, es somit also zu einer Abschaltung der mit regenerativer Energie arbeitenden Stromerzeuger kommen würde. Wo und wann diese Bedingungen erfüllt sind, muss im Einzelnen untersucht und bewertet werden.

## 5 Thermische Speicher für effizienten Betrieb von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) erlauben einen energetisch effizienten Einsatz von Brennstoff, insbesondere auch Biomasse. Der hohe Gesamtwirkungsgrad wird dabei erreicht durch eine Nutzung von Wärme und elektrischem Strom. Dies bedingt aufgrund der schlechten Transportfähigkeit von Wärme einen Betrieb nahe beim Wärmeverbraucher. Derzeit wird die überwiegende Zahl von KWK-Anlagen „wärmegeführt“ betrieben, was bedeutet, dass die Anlagen immer dann gestartet werden, wenn ein Wärmebedarf besteht. Der dabei anfallende Strom wird dann ins Stromnetz abgegeben, unabhängig davon, ob hier gerade Bedarf besteht oder nicht.

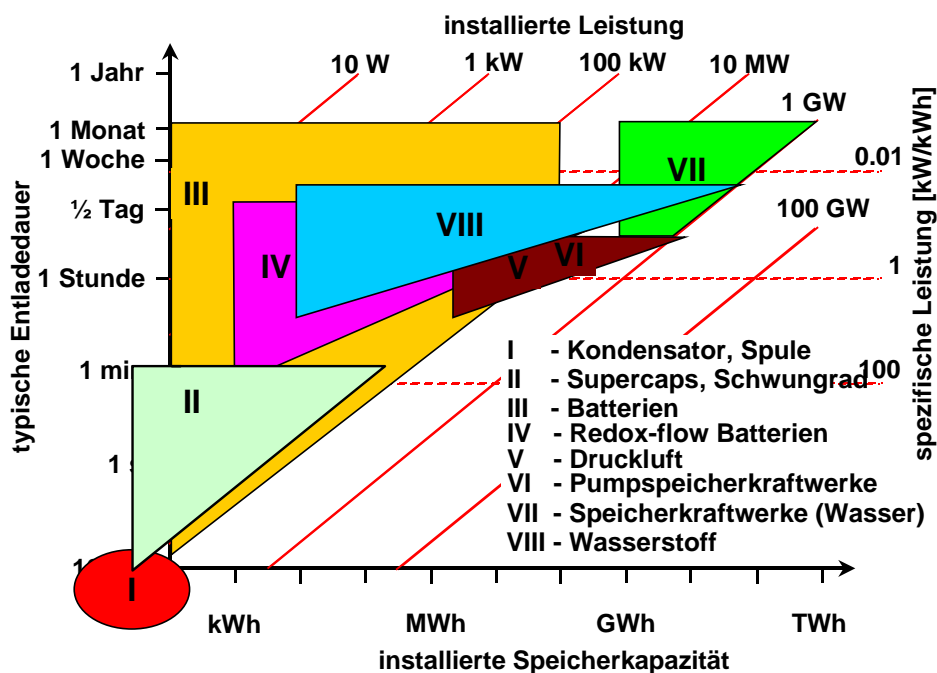
Dies führt z.B. dazu, dass beim Anfahren typischer Gebäudeheizungssysteme mit KWK-Anlagen in den frühen Morgenstunden zur Beendigung der Nachtabsenkung der Gebäudetemperatur Strom zu einem Zeitpunkt minimalen Bedarfs erzeugt wird. Eine Speicherung des elektrischen Stroms zur Abgabe ans Netz zu Zeiten hohen Bedarfs wäre aufwändig und teuer. Dagegen ist es wesentlich ökonomischer, die Wärme zu speichern und dafür die KWK-Anlage zu Zeiten des höchsten Strombedarfs im Netz zu betreiben („stromgeführter“ Betrieb). Die Wärme kann dann zum Bedarfszeitpunkt entnommen werden.

Effiziente und kostengünstige thermische Speicher stellen hier also eine interessante Option dar, um den Bedarf an elektrischen Speichern zu minimieren. Während Niedertemperaturspeicher (ca. 60 bis 100°C) sehr gut mit Wasserspeichern abgedeckt werden können, gibt es für den Bereich der thermischen Hochtemperaturspeicher (> 200°C), wie sie insbesondere für Prozesswärme interessant sind, noch Forschungsbedarf. Verschiedene Salzschnmelzen oder Materialien mit einem Phasenwechsel im interessanten Temperaturbereich (typischerweise Übergang vom festen in den flüssigen Aggregatzustand) stellen interessante Optionen dar.

## 6 Fazit

Ein massiver Ausbau erneuerbarer Energien, zu der es nach Expertenmeinung mittel- bis langfristig keine Alternative gibt, wenn einerseits der steigende Energiebedarf von Schwellen- und Entwicklungsländern Asiens, Afrikas und Südamerikas gedeckt und andererseits die CO<sub>2</sub>-Emissionen in für das Weltklima akzeptable Grenzen gehalten werden soll, zieht aufgrund des zeitlich fluktuierenden und nicht kontrollierbaren Angebotsprofils von Sonne und Wind einen steigenden Bedarf an Speicherkapazitäten für elektrische Energie nach sich.

Abb. 16 zeigt die technisch sinnvollen Einsatzbereiche verschiedener Speichertechnologien als Funktion der Energiespeicherkapazität, der typischen Entladedauer und der direkt damit verbundenen installierten Leistung. Zusätzlich ist die spezifische auf die installierte Energiekapazität bezogene Leistung angegeben. Die Abbildung macht deutlich, dass durch die verschiedenen Speichertechnologien das ganze Spektrum benötigter Leistungen und Energien im Prinzip abgedeckt werden kann.



**Abb. 16: Typische Systemgrößen für verschiedene Speichertechnologien als Funktion der installierten Speicherkapazität (Energie), der installierten Lade-/Entladeleistung und der typischen Entladedauer**

Keine Aussage ist dabei über die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Optionen gemacht. Es ist aber wichtig zu sehen, dass technische Lösungen möglich und bekannt sind. Für unterschiedliche Anforderungen werden aber auch immer verschiedene Technologien zum Einsatz kommen.

Pumpspeicherkraftwerke sind heute die „Arbeitspferde“ im Netz zum Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage. Die reinen Pumpspeicherkraftwerke sind typischerweise relativ begrenzt in Bezug auf die speicherbare Energiemenge. Um mittels Wasserkraft auch ein Langzeitspeicherpotential erschließen zu können, muss untersucht werden, welche der bestehenden und bisher als reine Speicherseen eingesetzte Anlagen als Pumpspeicherkraftwerke nachgerüstet werden könnten. Das Potential ist groß (Option VII in Abb. 16). Größtes Problem dabei sind die in den meisten Fällen fehlenden Unterwasser mit ausreichender Kapazität.

Der Wirkungsgrad von Druckluftspeicheranlagen liegt heute bei Kombinationen von Druckluftspeichern mit einem konventionellen GuD-Kraftwerk bei etwa 55 %. Allerdings sind Druckluftspeicher in ähnlicher Weise an geeignete geologische Formationen gebunden wie Wasserkraftwerke. Daher ist die Errichtung nicht immer dort möglich, wo der Speicherbedarf anfällt. Durch die Kombination der Druckluftspeichersysteme mit konventionellen GuD-Anlagen zur Steigerung der Effizienz wird zudem die installierte Kraftwerksleistung am Ort des Speichers weiter erhöht, was im Fall von begrenzter Netzkapazität kontraproduktiv sein kann. Diese Einschränkung entfällt, wenn der zweite Typ von Druckluftspeicher mit integriertem Hochtemperaturspeicher zum Einsatz kommt. Bei verbessertem Wirkungsgrad gibt es dabei aber einen zusätzlichen Raumbedarf für die thermischen Speicher und entsprechend höhere Systemkosten.

Batteriesysteme können grundsätzlich sehr schnell auf Lastanforderungen reagieren. Die Beschränkung in der Zeitkonstante wird durch die Leistungselektronik bestimmt.

Grundsätzlich kann problemlos die maximale Leistung eines Batteriespeichersystems in weniger als 10 ms abgerufen werden, so dass Korrekturen von Flickern oder anderen Defiziten in der PowerQuality im Bereich von Halbwellen der Netzfrequenz möglich sind. Ähnlich schnell können auch Systeme mit supraleitenden Spulen, Schwungradspeichern oder Kondensatoren reagieren.

Große Batteriespeicheranlagen auf Basis von Bleibatterien oder Nickel-Cadmium-Batterien im Bereich mehrerer 10 MW Leistung und mehrerer 10 MWh Energie sind Stand der Technik und werden für die Stabilisierung von schwachen Netzen an verschiedenen Stellen eingesetzt. Der betriebswirtschaftliche Nutzen ergibt sich dabei jeweils aus den spezifischen Randbedingungen der Stromversorgungsinfrastruktur und den Anforderungen an Versorgungssicherheit und -qualität.

Lithium-Batterien und NiMH-Batterien sind weit weg von der Wirtschaftlichkeit in stationären Anwendungen. Die im Verhältnis zu anderen elektrochemischen Speichertechnologien hohe gravimetrische Energiedichte dieser Technologien spielt in stationären Anwendungen nur eine untergeordnete Rolle und stellt daher bzgl. der Ökonomie keinen wesentlichen Vorteil da. Entscheidend für einen Einsatz in Stromnetzen wird die Zyklenfestigkeit sein, über die heute aufgrund der intensiven Entwicklungstätigkeiten noch keine Aussage gemacht werden kann. Zudem gibt es bei Lithium-Batterien eine derart breite Entwicklungstätigkeit, die inzwischen auch die ersten Batteriezellen mit Kapazitäten im Bereich von 100 Ah hervorbringt, dass durchaus mittelfristig mit interessanten Produkten zu rechnen ist. Derzeit wird der Markt getrieben von den mobilen Anwendungen (Laptop, Handy, etc.) sowie dem Automobilmarkt (Hybridfahrzeuge, Elektrofahrzeuge).

Hochtemperaturbatterien (NaNiCl oder NaS) haben ebenfalls ein technisch interessantes Potential für load-levelling Anwendungen. Demonstrationsanlagen in Japan zeigen, dass ein großtechnischer Einsatz möglich ist.

Redox-Flow-Batterien sind interessant durch den einfachen Aufbau der Speichertanks. Allerdings gibt es noch erheblichen Entwicklungsbedarf in Bezug auf geeignete Redox-Paare und die zentralen Reaktionseinheiten mit den Membranen.

Durch die Erzeugung von Wasserstoff aus regenerativen Quellen kann CO<sub>2</sub>-Neutralität erreicht werden. Gleichzeitig kann gasförmiger Wasserstoff in Pipelines relativ gut transportiert werden. Durch die vielseitigen Einsatzmöglichkeiten in Kraftwerken, in thermischen Anlagen, in der Industrie und auch im Verkehrsbereich wird der Wasserstoff aber sicher nur zu einem kleinen Teil als Zwischenspeicher für elektrische Speichersysteme (Strom in Strom) dienen. Der Wirkungsgrad „Strom in Strom“ kann mit maximal 50 % nach oben abgeschätzt werden und wird dabei sowohl durch Pumpspeichersysteme als auch durch viele elektrochemische Speichersysteme mit 80 bis 90 % Wirkungsgrad weit überschritten.

Die Ökonomie der Speichersysteme hängt in erheblicher Weise von den ökonomischen und technischen Randbedingungen in der Elektrizitätswirtschaft ab, die derzeit in der ganzen Welt einem anhaltenden Wandel ausgesetzt sind. Klar ist, aus technischer Sicht stehen Speichertechnologien für jede Leistungs- und Energieklasse zur Verfügung. Um eine verbesserte Wirtschaftlichkeit zu erreichen, ist aber bei fast allen Technologien noch erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf vorhanden, um umweltverträglichere, billigere und langlebigere Materialien und Systeme zu entwickeln und in den Markt zu bringen.