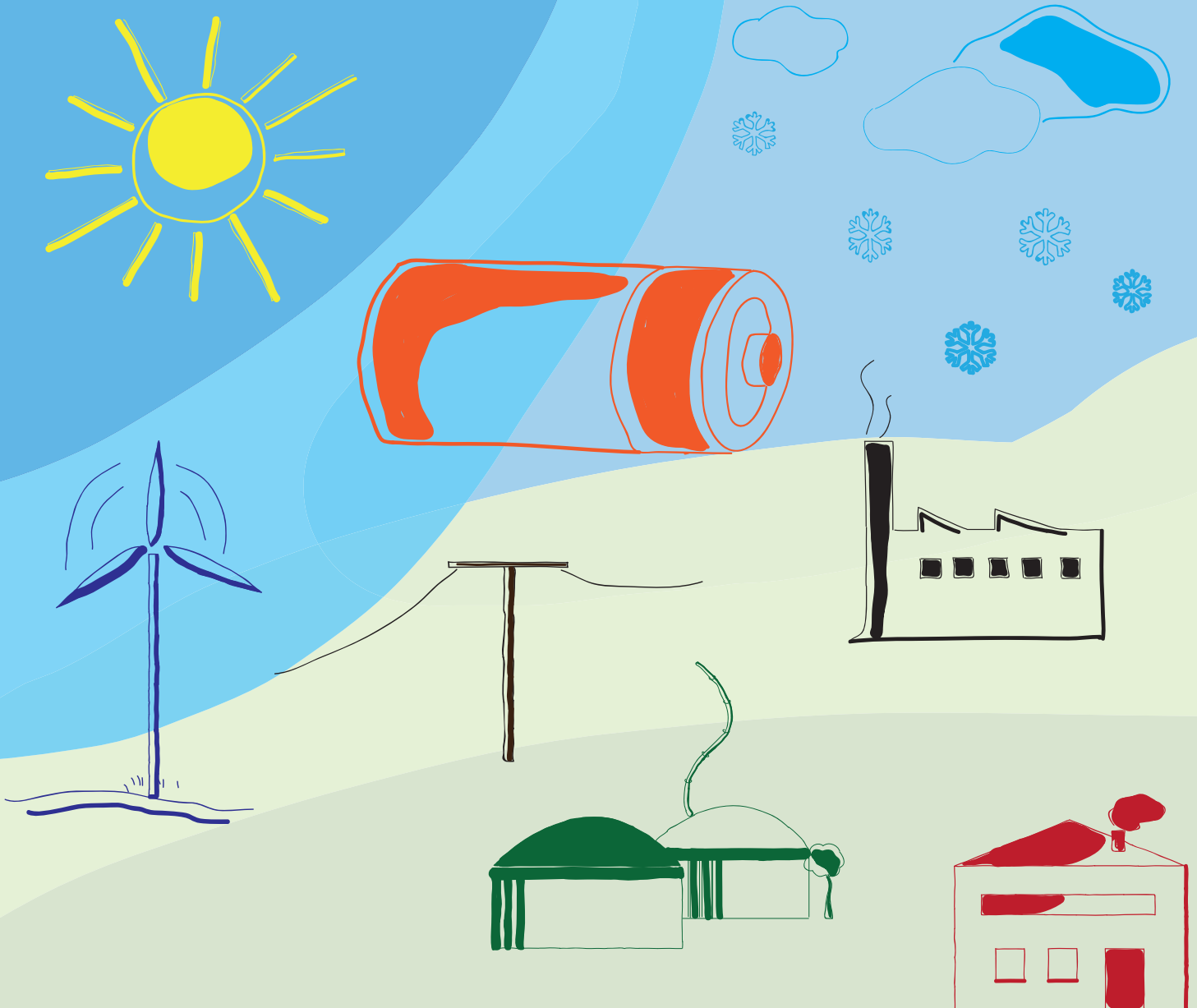


Speicher für die Energiewende



Speicher für die Energiewende

**Paul Rundel, Benedikt Meyer, Martin Meiller, Inge Meyer, Robert Daschner,
Michael Jakuttis, Matthias Franke, Samir Binder, Andreas Hornung**

Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits-
und Energietechnik UMSICHT
Institutsteil Sulzbach-Rosenberg

An der Maxhütte 1
92237 Sulzbach-Rosenberg

Studie des Fraunhofer-Instituts für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT
im Rahmen des Centrums für Energiespeicherung gefördert durch das
Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie

Inhalt

1	Einleitung	7
1.1	Veranlassung	7
1.2	Hintergrund	7
2	Bedarf an Energiespeichern.....	13
2.1	Ausgangssituation und Prognosen	13
2.2	Wärmenutzungspotenziale in Bayern	21
3	Überblick über Speichertechnologien	24
3.1	Stromspeicher	24
3.2	Wärmespeicher	53
4	Ansätze von Forschung und Entwicklung	75
4.1	Projekte und Schwerpunkte Stromspeicher	75
4.2	Projekte und Schwerpunkte Wärmespeicher	84
4.3	Institute und Forschungsschwerpunkte	88
5	Wirtschaftlichkeit Speichersysteme	93
5.1	Kosten Energiespeichersysteme	93
5.2	Erlöse Energiespeichersysteme	96
5.3	Studie: Elektrische Energiespeicher für einen Windpark.....	99
5.4	Studie: Wärmespeicher für ein BHKW	104
6	Schlussbemerkung.....	107

1 Einleitung

1.1 Veranlassung

Der bevorstehende Klimawandel sowie die Verknappung fossiler Primärenergieträger zwingen zu einer grundlegenden Neuausrichtung der Energieversorgung. Um die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu minimieren und eine weitgehende Dekarbonisierung zu erreichen, ist es erforderlich die Nutzung regenerativer Energiequellen auszubauen.

Dabei ist es eine der größten technischen Herausforderungen die Verfügbarkeit von Energie aus fluktuierenden Quellen mit dem Energiebedarf der Verbraucher in Einklang zu bringen und so eine wirtschaftliche und verbrauchsgerechte Bereitstellung von Strom und Wärme sicherzustellen.

Energiespeicher ermöglichen die dafür nötige zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch. Somit sind die Speichersysteme in der Lage die Nutzbarkeit und Systemverträglichkeit regenerativer Energien deutlich zu verbessern und langfristig eine vollständige Umstellung auf 100 % Erneuerbare Energien zu gewährleisten.

Ziel dieser Studie ist es verschiedene Speicherkonzepte für Strom und Wärme hinsichtlich ihres technischen, wirtschaftlichen und energetischen Potenzials zu analysieren und zukünftig relevante Energiespeicher zu identifizieren. Weiterhin sollen Rahmenbedingungen und Einsatzmöglichkeiten für die verschiedenen Ansätze zur Energiespeicherung ermittelt werden.

1.2 Hintergrund

1.2.1 Strom

Im Jahr 2012 betrug der Anteil an Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch der Bundesrepublik Deutschland bereits 23 % [BDEW 2013]. Dieser Anteil soll in den kommenden Jahren kontinuierlich ausgebaut werden und idealerweise bis zum Jahr 2050 100 % erreichen. In Deutschland werden vor allem Windkraft und Photovoltaik eine große Rolle spielen. Die Entwicklung der Bruttostromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2050 ist nach dem Szenario 2.1a des Sachverständigenrats für Umweltfragen (SRU) in Abbildung 1 dargestellt. Bei einem moderaten Kapazitätsausbau wird durch einen Elektrizitätsaustausch mit Norwegen und Dänemark eine vollständige Versorgungssicherheit gewährleistet [SRU 2011].

Entwicklung der Bruttostromerzeugung bis 2050

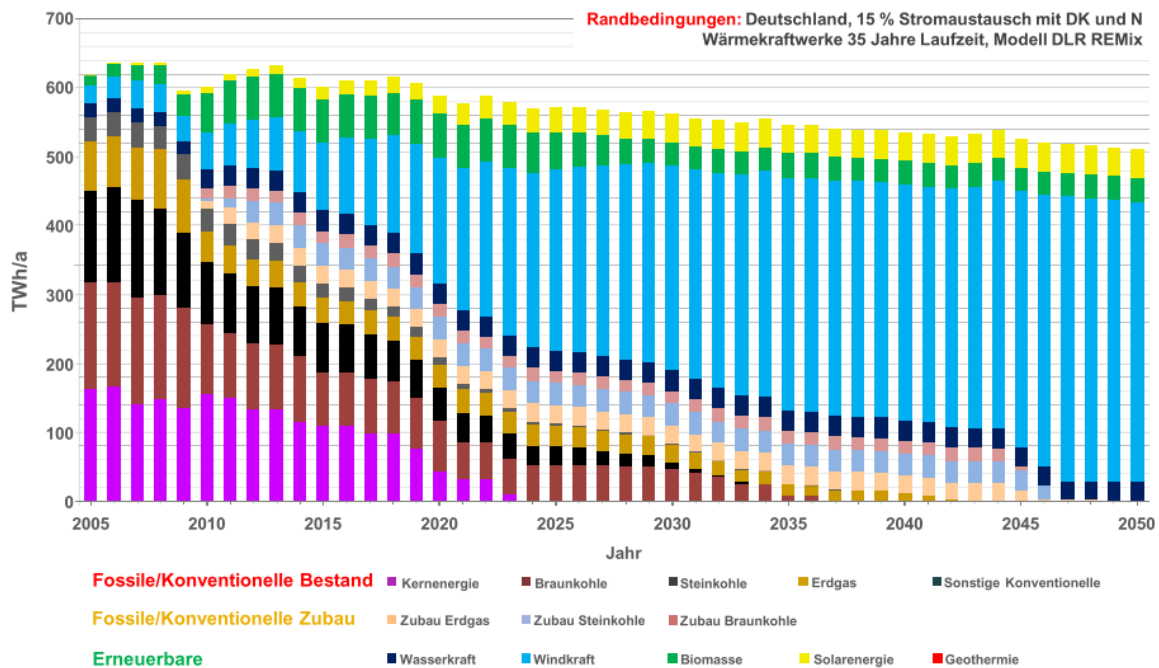


Abbildung 1: Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach dem Szenario 2.1a aus dem Sondergutachten des SRU [SRU 2011]

Dabei ist vor allem der erzeugte Strom aus Photovoltaik und Windkraft je nach Windstärke, Wetter, Tages- und Jahreszeit großen Schwankungen unterworfen. Die mittelfristige Vorhersagbarkeit und Planbarkeit der Stromproduktion aus regenerativen Quellen ist gering, weshalb sich der Anteil an benötigter Primär- und Sekundärregelleistung für das deutsche Stromnetz deutlich erhöht. Aufgrund der geringen durchschnittlichen Auslastung von Wind- und Solarkraftwerken werden große Überkapazitäten aufgebaut, um im Mittel einen hohen Anteil der Stromnachfragen aus Erneuerbaren Energien decken zu können. .

Um einen stabilen Betrieb des Netzes sicherzustellen, müssen sich Stromverbrauch und Erzeugung zu jeder Zeit decken. Dies gestaltet sich als problematisch, wenn z. B. an besonders windreichen Tagen mehr Strom erzeugt wird als von den Verbrauchern benötigt. In diesem Fall müssen Grundlastkraftwerke gedrosselt bzw. heruntergefahren und, falls diese Maßnahmen nicht ausreichen, Windkraftanlagen vom Netz genommen werden. Somit bleibt Energie ungenutzt bzw. Kraftwerke müssen unter Wirkungsgradeinbußen außerhalb ihres idealen Betriebspunkts gefahren werden. Während einer Windstille oder Bewölkungsphase verbleibt jedoch eine große Residuallast, so dass fast der gesamte Strombedarf ohne geeignete Speicher durch andere Quellen gedeckt werden muss.

Abgesehen von der Belastung des Netzes durch die starken Schwankungen bei der Einspeisung, führt der Ausbau Erneuerbarer Energien außerdem zu einer örtlichen Verlagerung der wichtigsten Stromversorgungsanlagen. Dezentrale Anlagen und vor allem große Windparks im Norden Deutschlands verdrängen zunehmend die zentralen Großkraftwerke, die bisher Ausgangspunkt der Netzplanung waren. Ein intensiver Um- und Ausbau der Netze ist im Zuge

der Energiewende unverzichtbar, jedoch mit hohen Investitionskosten und einem langwierigem Planungs- und Genehmigungsaufwand verbunden.

Im Hinblick auf diese Problemstellung eignen sich Speichersysteme, um verschiedene Aufgaben im Rahmen einer zuverlässigen Stromversorgung zu übernehmen. Speicher können sowohl die Spannungsqualität sicherstellen als auch für einen Lastausgleich im Sekunden, Minuten und Stundenbereich sorgen. Des Weiteren speichern einzelne Systeme Energie über einen längeren Zeitraum (z. B. Monate) und fungieren als saisonale Speicher.

Durch den Aufbau von Speicherkapazitäten kann der Netzausbau in einem gewissen Rahmen reduziert und die Integrierbarkeit und Nutzbarkeit fluktuierender Stromquellen verbessert werden. Speichersysteme können außerdem den aus Erneuerbaren Energien erzeugten überschüssigen Strom speichern und zu einem späteren Zeitpunkt bedarfsgerecht zur Verfügung zu stellen. Auf diese Weise sinkt auch der Bedarf an zusätzlicher Reserveleistung, der aus Gründen der Versorgungssicherheit vorgehalten werden muss.

Speicherprozesse müssen jedoch nicht zwingend mit einer Rückverstromung in Verbindung stehen. Nutzt man die Strom-Überproduktion zur Erzeugung chemischer Energieträger wie z. B. Wasserstoff oder auch Methan, so können diese natürlich auch in den Bereichen Wärmeversorgung oder Mobilität genutzt werden. Statt Methan kann auch Methanol oder Ammoniak erzeugt werden. Diese Stoffe dienen bei vielen chemischen und industriellen Prozessen als Grundstoff, wodurch die stoffliche und energetische Nutzung von Erdöl reduziert werden kann.

Außerdem kann Methan oder Methanol durch chemische Prozesse in andere Kohlenwasserstoffverbindungen umgewandelt werden, die als Grundstoff für viele industrielle Prozesse herangezogen werden und auf diese Weise einen Ersatzstoff für Erdöl darstellen können.

1.2.2 Wärme

In einer Vielzahl von industriellen Prozessen und Anwendungen fällt Abwärme auf einem Temperaturniveau an, welches für eine weitere energetische Nutzung geeignet ist. Erschwert wird dies jedoch häufig durch eine mangelnde zeitliche und physikalische Kongruenz zwischen Wärmebedarf und Verbrauch. Mit Hilfe von thermischen Speichern können hier große Potenziale erschlossen und fossile Energieträger eingespart werden, wodurch sich die Energieeffizienz vieler Prozesse deutlich verbessern lässt.

Je nach Situation variieren das Temperaturniveau, die Periodizität des Wärmeaufkommens, zeitliche Diskrepanz zwischen Nachfrage und Angebot sowie weitere Rahmenbedingungen. Deshalb sind die Anforderungen an Wärmespeicher vielfältig, wodurch konkrete Lösungen individuell an die Aufgabengebiete angepasst werden müssen. Für viele Situationen existieren jedoch keine adäquaten Speichervarianten bzw. Konzepte. Um Lösungen zur Steigerung der Energieeffizienz für eine möglichst große Bandbreite an Prozessen zur Verfügung zu stellen, ist noch ein erheblicher Forschungs- und Entwicklungsaufwand zu leisten.

Im Folgenden sind einige vielversprechende Einsatzbereiche thermischer Energiespeicher beschrieben.

Nutzung industrieller Abwärme

Im Jahr 2010 entfielen 28,1 % des deutschen Endenergieverbrauchs auf die Industrie, was einer Energiemenge von ca. 706 TWh entspricht. Der Großteil dieser Energie wird als Abwärme in die Umgebung abgegeben und kann somit nicht mehr genutzt werden. Häufig fällt diese Wärme diskontinuierlich an und ist deshalb nur schwer im weiteren Prozess nutzbar.

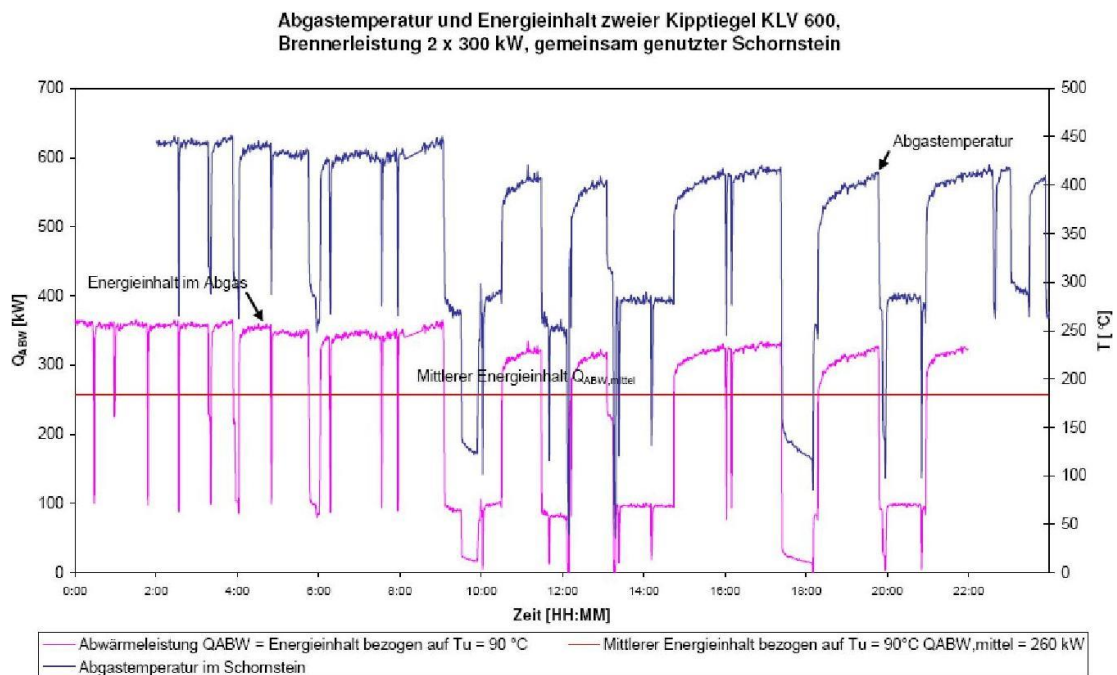


Abbildung 2: Beispiel für instationäre Abwärmequelle in einer Gießerei [Steinmann 2009]

Durch Wärmespeichersysteme kann diese Abwärme vergleichmäßig bzw. gepuffert und somit eine gleichmäßige Wärmebereitstellung realisiert werden. Somit wird die Nutzung der Wärmeenergie in Produktionsprozessen oder zur Stromgewinnung erleichtert. Es mangelt jedoch an effizienten und kostengünstigen Speichersystemen, um diese Potenziale zu heben. Abbildung 3 zeigt für verschiedene Industriebranchen den Bedarf an Wärme bei verschiedenen Temperaturniveaus.

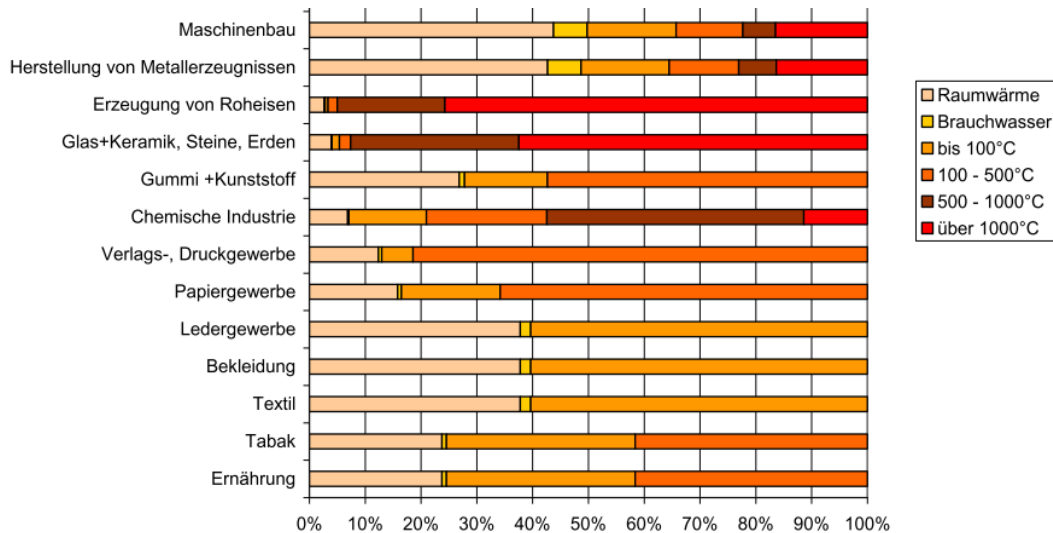


Abbildung 3: Prozesswärmeeinsatz nach Branche und Temperaturniveau [Jochem 2010]

Effizienzsteigerung bei KWK-Anlagen

Ein weiteres Einsatzgebiet für thermische Wärmespeicher liegt in der Unterstützung von KWK-Anlagen vorwiegend im dezentralen Bereich. Viele Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung sind wärmegeführt, d. h. sie sind nur oder vor allem dann in Betrieb wenn Wärme nachgefragt wird. Stunden passende Speichersysteme zur Verfügung könnten KWK-Anlagen vermehrt stromgeführt gefahren werden, da der Speicher die zeitliche Diskrepanz zwischen Wärmebereitstellung und Nutzung überbrücken könnte. Somit können die Wärmeabnehmer versorgt und gleichzeitig die Anlage zu den lukrativsten Zeiten betrieben werden. Auf diese Weise kann ein hoher Gesamtwirkungsgrad sowie eine optimale Brennstoffnutzung und eine ideale Betriebsführung aus betriebswirtschaftlicher Sicht realisiert werden. Stromgeführte KWK-Anlagen können einen nicht unerheblichen Beitrag zur Stabilisierung der Netze leisten.

Auf der anderen Seite werden viele Anlagen (vor allem Biogas-BHKW) stromgeführt betrieben, ohne dass eine ausreichende Nutzung der anfallenden Wärme erfolgt. Bei Biogasanlagen fehlt es häufig strukturell an ganzjährigen Wärmeabnehmern in der unmittelbaren Nähe, infolgedessen ist der Gesamtwirkungsgrad dieser Systeme verbesserungswürdig. Auch in diesem Fall können thermische Speicher die Energieeffizienz, z. B. durch mobile Speichersysteme, erhöhen.

Einsatz in der Solarthermie

Bei der thermischen Nutzung der Solarenergie zur Bereitstellung von Heizwärme besteht in unseren Breiten das grundsätzliche Problem, dass die Sonne im Winter, also in den Phasen des größten Wärmebedarfs am wenigsten Energie liefert. Im Sommer wenn nur wenig Wärme benötigt wird, werden große Energiemengen bereitgestellt. Gelingt es die im Sommer zur Verfügung stehende Wärme in einem platzsparenden, kostengünstigen und effizienten Speichersystem in das Winterhalbjahr zu transferieren und somit für Heizzwecke zur Verfügung zu stellen, könnten erhebliche Mengen an fossilen Brennstoffen eingespart werden.

Weiterhin ist der Einsatz von Wärmespeichern in solarthermischen Kraftwerken von großer Bedeutung. Diese ermöglichen eine kontinuierliche Stromerzeugung über Nacht oder eine Bewölkungsphase hinweg.

2 Bedarf an Energiespeichern

Im folgenden Kapitel soll die zukünftige Notwendigkeit von Energiespeichern innerhalb des Verbrauchersystems abgeschätzt und konkretisiert werden.

2.1 Ausgangssituation und Prognosen

Zur Ermittlung des Bedarfs an Speicherkapazitäten müssen zukünftige Entwicklungen am Strommarkt berücksichtigt werden. Die zu erwartende Nachfrage nach Strom spielt dabei ebenso eine Rolle wie der Anteil an Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung. Weiterhin ist der Aufbau, die Qualität und die Struktur des Stromverteilungsnetzes von großer Bedeutung. Ferner spielen die lokale Verteilung von Erzeugungskapazitäten und Abnehmern sowie der zeitliche Zusammenhang zwischen Erzeugung und Verbrauch eine entscheidende Rolle.

Daher sollte analysiert werden, wie sich der Energieverbrauch auf globaler und auch nationaler Ebene verändert. Der weltweite Energiebedarf wird auch weiterhin deutlich ansteigen, was vor allem auf die zunehmende Nachfrage aus Nicht-OECD-Staaten zurückzuführen ist. In diesem Zusammenhang ist auch mit einer deutlich steigenden Nachfrage nach Strom zu rechnen. Im World Energy Outlook 2011 wird davon ausgegangen, dass der Stromverbrauch jährlich um 2,2 % und damit von 16.819 TWh in 2010 auf 30.300 TWh in 2035 ansteigt. Der Anteil der Erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) wird von 3 % in 2009 auf 15 % anwachsen. In weniger industrialisierten Ländern sind Speicherlösungen vor allem als Puffer für Inselnetze gefragt, die aus Sonnenenergie oder Windkraft gespeist werden. [WEO 2011]

Auf europäischer Ebene besteht ein Verteilungsnetz, das darauf ausgelegt ist große Strommengen von zentralen Kraftwerken in Ballungszentren zu transportieren. Durch den steigenden Anteil dezentraler Energieerzeugungsanlagen verändert sich diese gewachsene Struktur zusehends, weshalb ein verstärkter Netzausbau bzw. der Bau von Systemen zur Speicherung elektrischer Energie erforderlich ist, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Es gibt eine Vielzahl an Studien, die sich mit der Stromerzeugung in Europa auseinandersetzen und dabei in Abhängigkeit von den getroffenen Annahmen und den gesetzten Rahmenbedingungen auf sehr unterschiedliche Ergebnisse kommen. Die abgeschätzten Werte für die Bruttostromerzeugung in Europa im Jahr 2050 reichen von 2.750 TWh bis hin zu 7.500 TWh und damit von einem Rückgang von ca. 17,6 % bis hin zu einer Steigerung von 124,6 % bezogen auf die Stromnachfrage im Jahr 2009, die bei 3.339 TWh lag. Dementsprechend divergiert auch der prognostizierte bzw. proklamierte Anteil an Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung in Europa im Jahr 2050 stark. Je nach Studie wird von einem Anteil an Erneuerbaren Energien zwischen 20 % und 100 % ausgegangen [SRU 2011].

In der dena-Netzstudie II wurde untersucht, inwieweit Stromspeicher geeignet sind, den Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz zu reduzieren. Es zeigt sich, dass durch den marktbasieren Einsatz von Stromspeichern die Erzeugung und die Stromflüsse im Netz verändert werden. Als Folge entstehen an Regionengrenzen erneut nicht übertragbare Leistungen. Die Speicher reduzieren in Summe somit den Netzausbaubedarf nicht wesentlich,

entfalten ihre Wirkung jedoch bei der Entlastung der Verteilnetze und sind somit für die Integration Erneuerbarer Energien im Versorgungsnetz erforderlich [dena 2010].

2.1.1 Bedarf an Stromspeichern 2023 in Bayern

Das 2011 von der bayerischen Staatsregierung veröffentlichte bayerische Energiekonzept »Energie Innovativ« zeigt Maßnahmen auf, die getroffen werden sollen, um den Erfordernissen der Energiewende gewachsen zu sein. Dieses Konzept sieht neben dem verstärkten Ausbau von Erneuerbaren Energieanlagen und dem Bau von Gaskraftwerken auch eine Intensivierung der Forschung auf dem Gebiet der Speicher vor. Ausgehend von den aktuell (2011) verfügbaren Kraftwerkskapazitäten ergeben sich mithilfe einer Top-Down-Analyse des deutschen Strommarkts die in Abbildung 4 dargestellten Anteile der an der Stromproduktion beteiligten Technologien [Energiekonzept 2011].

Die Analyse basiert auf den Verbrauchs- und Produktionsverläufen des deutschen Strommarkts. Die Stromverbrauchsdaten für Deutschland stammen von dem European Network of Transmission System Operators for Electricity [ENTSOE 2011]. Die Daten zu den fluktuierenden Stromerzeugern wie Solar- und Windkraft werden von den Übertragungsnetzbetreibern [Netzbetreiber] zum Download zur Verfügung gestellt. Um die Datenbasis zu vervollständigen wurde sie mithilfe der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur [Bundesnetzagentur 2011] und Angaben des Bundesverbandes BioEnergie e.V. (BBE) [BBE 2011] ergänzt, um ein deutschlandweites Szenario erstellen zu können.

Für eine optimale Berücksichtigung wurden die Annahmen und Rahmenbedingungen an die Vorgaben und Inhalte des bayerischen Energiekonzeptes angepasst. Die der Top-Down-Analyse zugrunde liegenden Daten sind auf Deutschland bezogen und nehmen deshalb deutlich größere Werte als für Bayern üblich an. Daher muss zur Darstellung des bayerischen Stromverbrauchs ein Dämpfungsfaktor eingefügt werden. Dieser Faktor stellt den Stromverbrauch auf rund 83.000 GWh [VBEW 2012], dem aktuellen Stromverbrauch Bayerns, ein. Von der Dämpfung bleibt der qualitative Lastverlauf unberührt. Die Anpassung der Stromerzeuger erfolgt über die Variation der installierten Kraftwerksleistung. Bei Photovoltaik und Windkraft bleibt analog zum Stromverbrauch der qualitative Verlauf ebenso unberührt.

Tabelle 1: Kraftwerkskapazitäten Bayern 2011 [Energiekonzept 2011]

Kraftwerksart	[GW]
Atomkraft	6,43
Steinkohle	0,837
Gas	5,227
Biomasse	0,69
Wasserkraft	1,883
Photovoltaik	6,334
Windkraft	0,52
Summe	21,92

Unter Berücksichtigung der in Tabelle 1 dargestellten Erzeugungskapazitäten ergibt sich die in Abbildung 4 dargestellte Verteilung der Stromproduktion nach Erzeugungstechnologie.

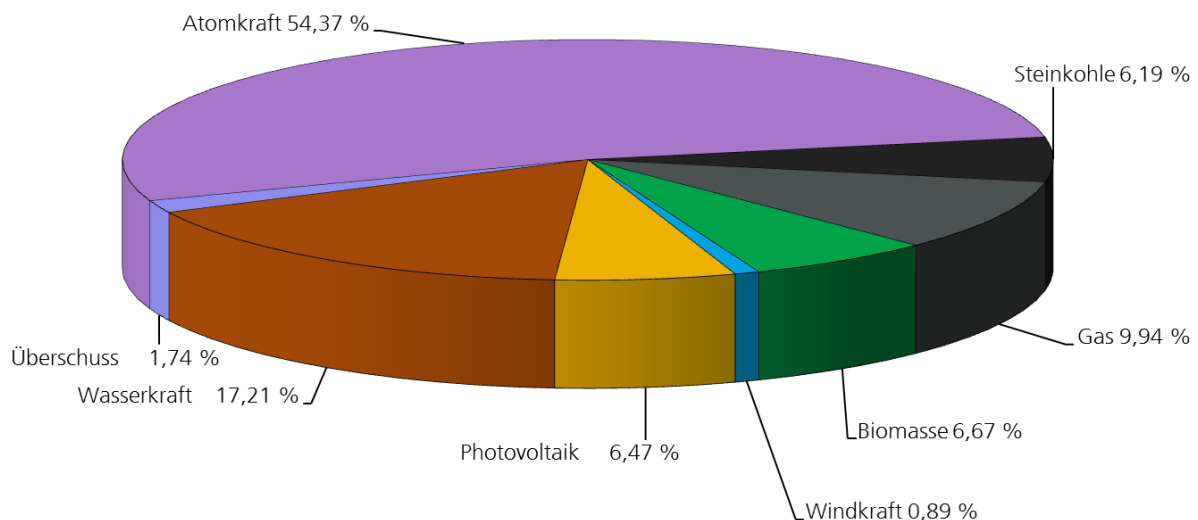


Abbildung 4: Stromproduktion in Bayern 2011 [eigene Darstellung nach Energiekonzept 2011]

Das letzte bayerische Atomkraftwerk wird im Dezember 2022 abgestellt [BfS 2011]. Weiterhin wurden die im Energiekonzept für 2021 veranschlagten Werte für 2023 übernommen. So kann abgeschätzt werden, ob die geplanten Maßnahmen unter den angenommenen Rahmenbedingungen ausreichend sind, um die Stromversorgung nach dem Wegfall der Atomenergie ohne eine erhöhte Gefahr an Ausfallzeiten aufrecht zu erhalten. Weiterhin wurde für andere konventionelle Kraftwerke eine Maximallaufzeit von 40 Jahren angenommen. Der Strombedarf soll konstant bleiben, geothermische Stromerzeugungsanlagen werden vernachlässigt.

Tabelle 2: Kraftwerkskapazitäten Bayern 2023 [Energiekonzept 2011]

Kraftwerksart	[GW]
Atomkraft	0
Steinkohle	0,837
Gas	9,227
Biomasse	0,99
Wasserkraft	1,883
Photovoltaik	14
Windkraft	8,5
Summe	35,45

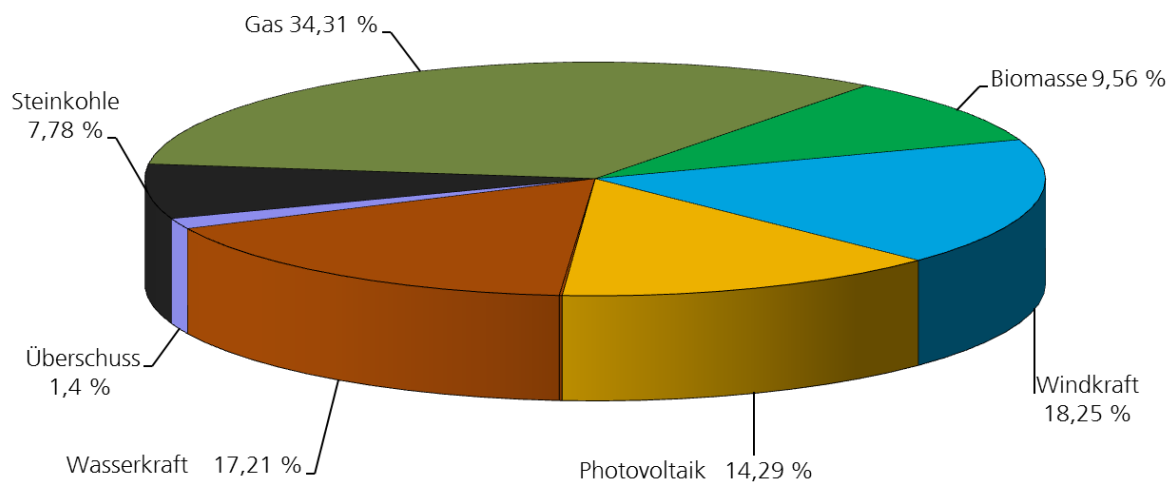


Abbildung 5: Stromproduktion in Bayern 2023 [eigene Darstellung nach Energiekonzept 2011]

Abbildung 5 zeigt, dass insgesamt mehr Strom produziert als verbraucht wird und somit ein Überschuss von 1,4 % generiert wird. Betrachtet man weiter den zeitlichen Verlauf der Überschussleistung (s. Abbildung 6) fällt auf, dass es im Jahresverlauf ausschließlich zu Überangeboten kommt. Dies ist auf den in diesem Szenario angenommenen starken Ausbau schnell regelbarer Gaskraftwerke zurückzuführen.

Der Stromüberschuss beläuft sich über das Jahr verteilt auf 1,28 TWh. Der Überschuss entsteht an 757 h mit einer durchschnittlichen Leistung von rund 1.700 MW, der vor allem in den Sommermonaten auftritt.

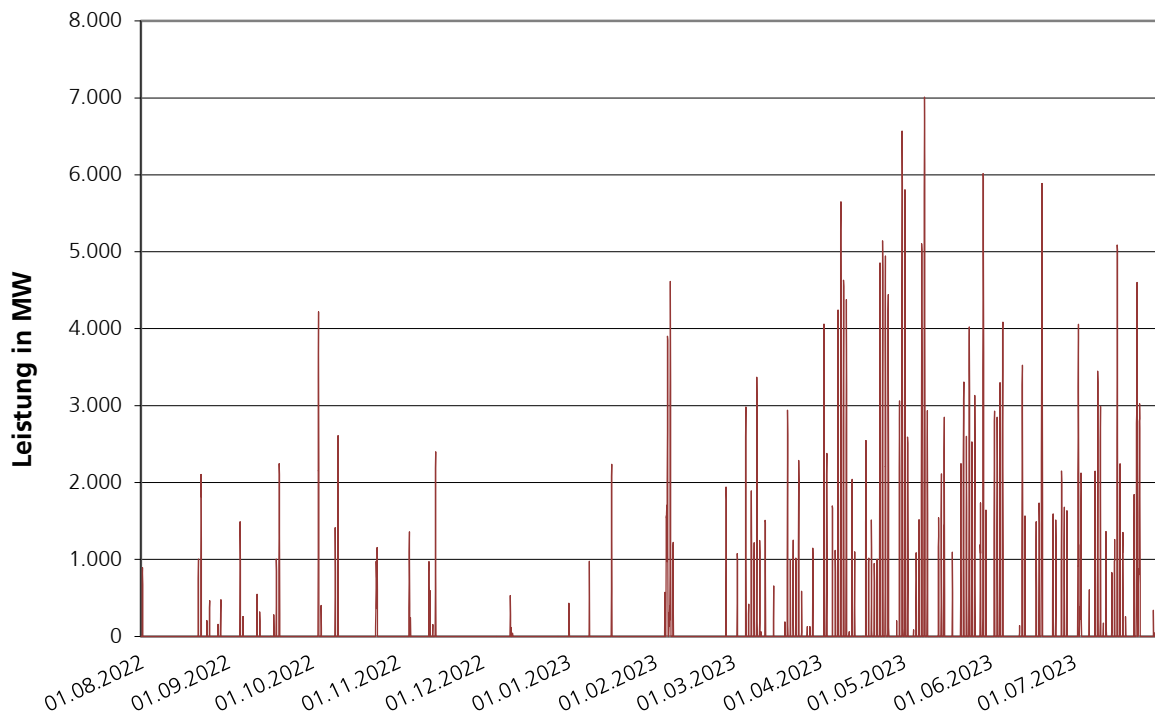


Abbildung 6: Zeitlicher Verlauf der Überschussleistung in Bayern 2023

Die Überschüsse zur Sommerzeit können mithilfe von geeigneten Speichertechnologien saisonal oder auch nur tageweise zwischengespeichert werden.

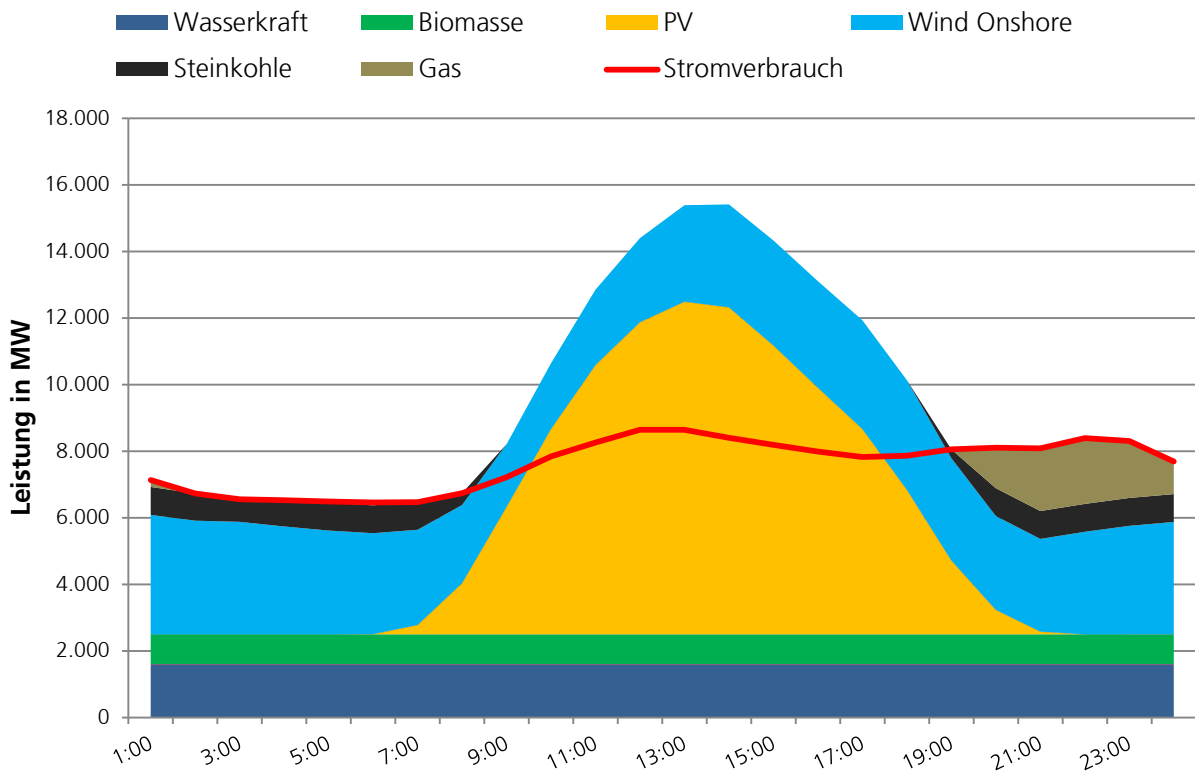


Abbildung 7: Stromproduktion und -verbrauch während eines Maitages in Bayern 2023 [eigene Berechnung nach Energiekonzept 2011, ENTSOE 2011]

Die Abbildung 7 bzw. Abbildung 8 veranschaulicht die Besonderheiten des Bundeslandes Bayern. Man erkennt, dass aufgrund der hohen installierten Photovoltaikleistung die Überschüsse zumeist zur Mittagszeit in den Sommermonaten auftreten. Dies ist vor allem in Bezug auf den typischen Verlauf des Strombedarfs mit der Spitzenlast zur Mittagszeit und dem dadurch geringer werdenden Speicherbedarf von Vorteil.

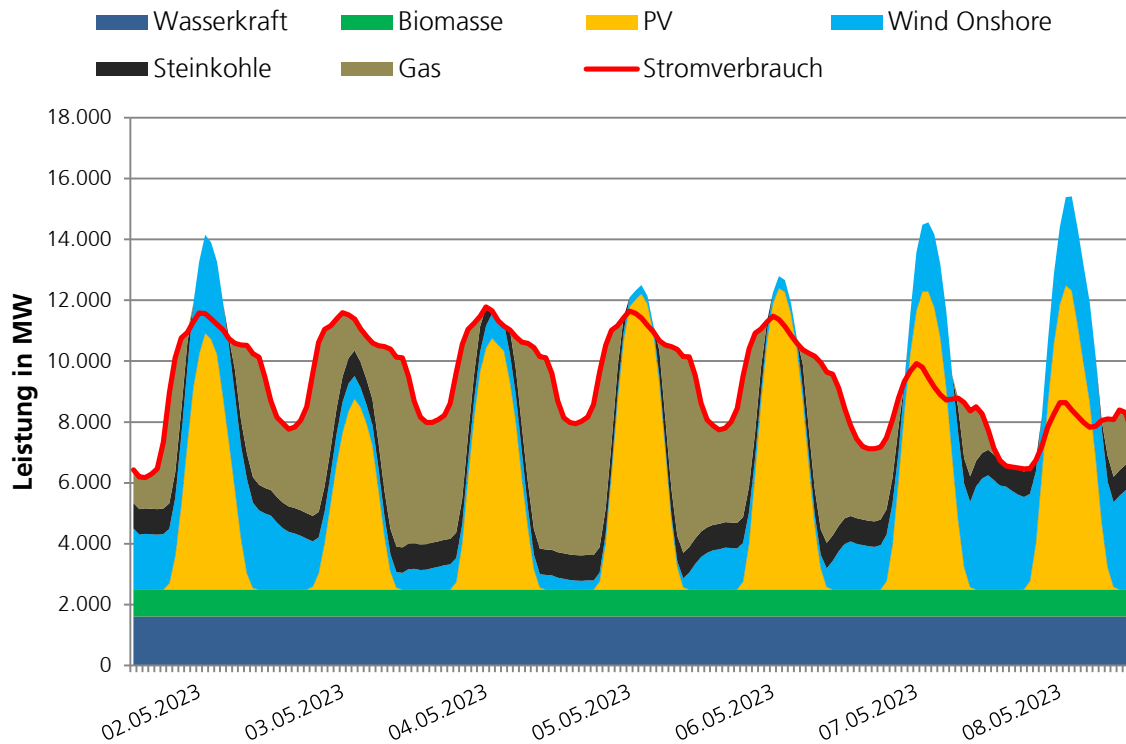


Abbildung 8: Stromproduktion und -verbrauch während einer Maiwoche in Bayern 2023 [eigene Berechnung nach Energiekonzept 2011, ENTSOE 2011]

2.1.2 Bedarf an Stromspeichern 2050 in Deutschland

Wie im vorangegangenen Abschnitt, wird auch hier die Top-Down-Analyse zur Stromspeicherbedarfsermittlung herangezogen. Es werden lediglich die Parameter an das Szenario Deutschland 2050 angepasst. Das Ausgangsjahr ist auch hier 2011. Mit den Daten des Jahres 2011 stellt sich die Verteilung der Stromproduktion in Abbildung 9 wie folgt dar.

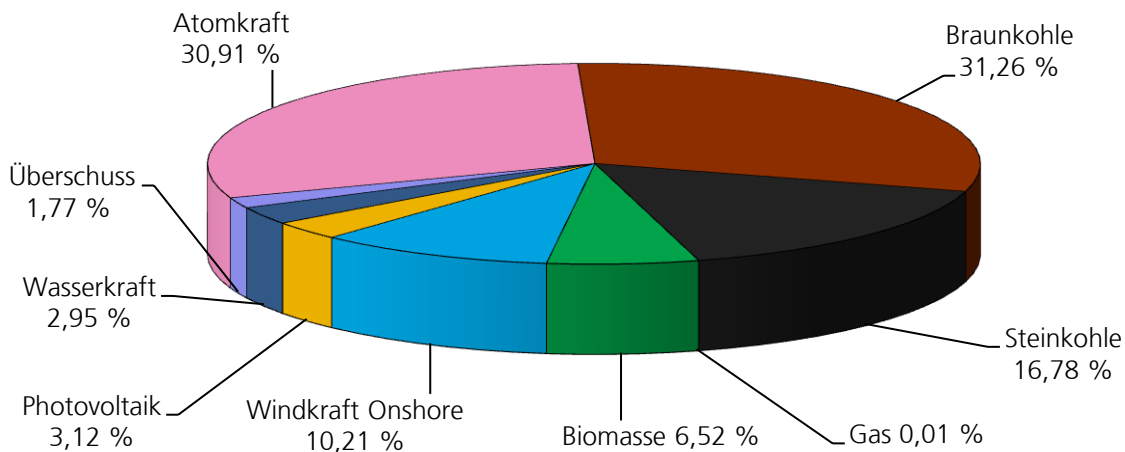


Abbildung 9: Stromproduktion in Deutschland 2011 [BBE 2011, Bundesnetzagentur 2011, Netzbetreiber]

Der geringe Anteil der Gaskraftwerke an der Stromproduktion, kommt durch die idealisierte Berechnung zustande. Liegen nach der Grundlastherzeugung und der Erzeugung durch Erneuerbaren Energien Defizite vor, wird zur Deckung der Spitzenlast gemäß der Merrit-Order-Listen zunächst die Erzeugungskapazität von Steinkohlekraftwerken und dann die der Gaskraftwerke abgerufen.

Für das Szenario 2050 wird das vom Sachverständigenrat für Umweltfragen erstellte Szenario 2.1.a herangezogen. Es sieht für eine EE-Vollversorgung einen Verbund mit Dänemark und Norwegen vor. Das heißt, dass jedes der drei Länder sich bilanziell zu 100 % selbstversorgt. Es ist allerdings vorgesehen, dass die drei Länder bis zu 15 % des insgesamt erzeugten Stroms austauschen. Folglich muss nicht jedes Land zu jeder Stunde seine Last mit dem im Land erzeugten Strom decken. Das Szenario 2.1.a sieht eine Last von ca. 500 TWh/a vor. Zur Deckung dieser Last sollen folgende Kraftwerkskapazitäten eingesetzt werden.

Tabelle 3: Kraftwerkskapazitäten Deutschland 2050 [SRU 2011]

Kraftwerksart	[GW]
Biomasse	4,9
Wasserkraft	4,1
Photovoltaik	40,9
Windkraft Onshore	39,5
Windkraft Offshore	73,2
Summe	162,6

Mit den Daten aus Tabelle 3 ergibt die Berechnung mithilfe des Analysetools ein bilanzielles Defizit der Stromproduktion von 12,64 %, vgl. Abbildung 10. Dies liegt insbesondere daran, dass bei den Untersuchungen des Fraunhofer UMSICHT, Institutsteil Sulzbach-Rosenberg eine geringere Anzahl an Vollaststunden für die Windkraftanlagen angenommen wurde. Für

Onshore-Windkraftanlagen werden rund 1.800 h und für Offshoreanlagen rund 3.500 h angesetzt [IWES 2010] während der SRU mit rund 2.300 h für Onshore- und mit rund 4.300 h für Offshoreanlagen rechnet [SRU 2011].

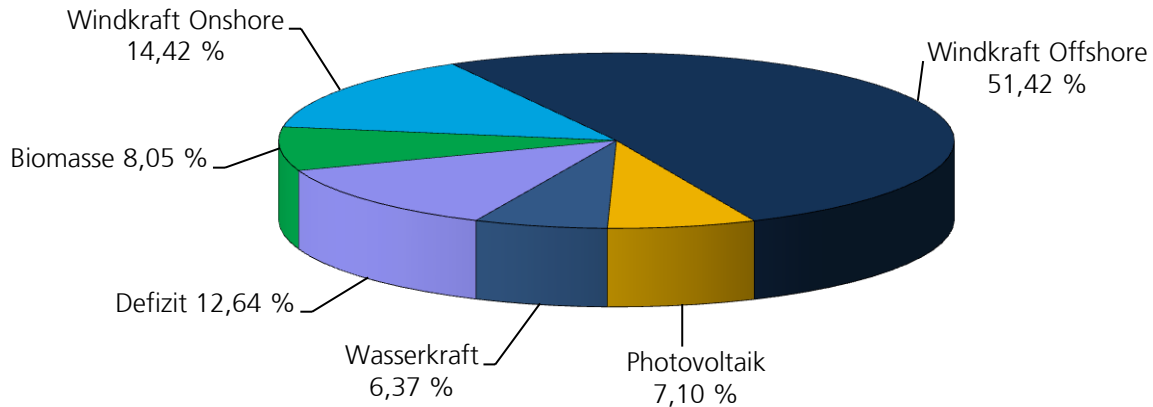


Abbildung 10: Stromproduktion in Deutschland 2050 mit Kraftwerksleistungen nach SRU 2.1 a

Betrachtet man den zeitlichen Verlauf des Überschusses bzw. des Defizits, siehe Abbildung 11, erkennt man, dass im Mittel über das gesamte Jahr zu wenig Strom bereitgestellt wird. Die großen Überschussspitzen im Winter resultieren aus dem jahreszeitlich bedingten, großen Windenergieanteil.

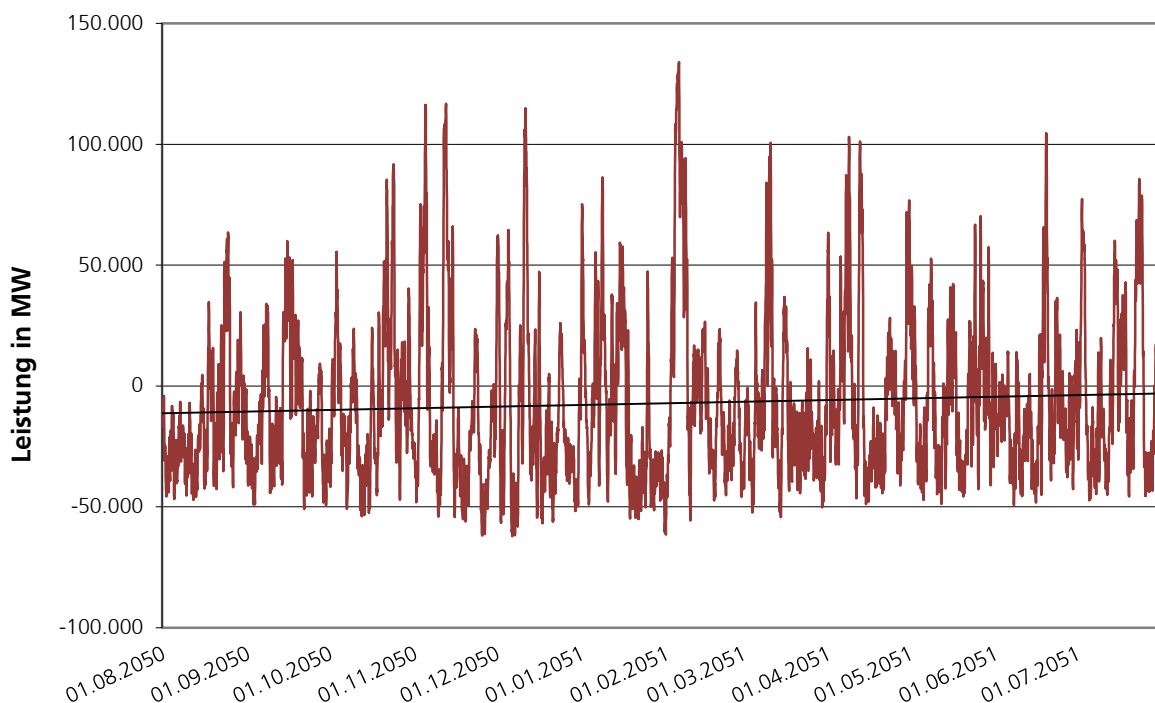


Abbildung 11: zeitlicher Verlauf der Überschussleistung in Deutschland 2050 nach SRU 2.1 a

Neben der Tatsache, dass eine vollständig autonome Vollversorgung nicht erreicht wird, müssen Speicherkapazitäten vorgehalten werden, die in der Lage sind durchschnittlich rund 30.400 MW Leistung kurzfristig abzufangen und zwischenzuspeichern. Die maximal abzufangende

Überschussleistung beläuft sich auf rund 133.000 MW (vgl. Abbildung 11), wobei hier keine Abschaltung von Wind- oder PV-Anlagen berücksichtigt ist. Anhand des zeitlichen Verlaufs der Überschussleistung wird weiterhin deutlich, dass die stündlichen Überschüsse größere Werte annehmen als die Defizite. Die Defizite treten im Durchschnitt mit einer Leistung von - 25.600 MW und im Maximum mit rund -62.000 MW auf.

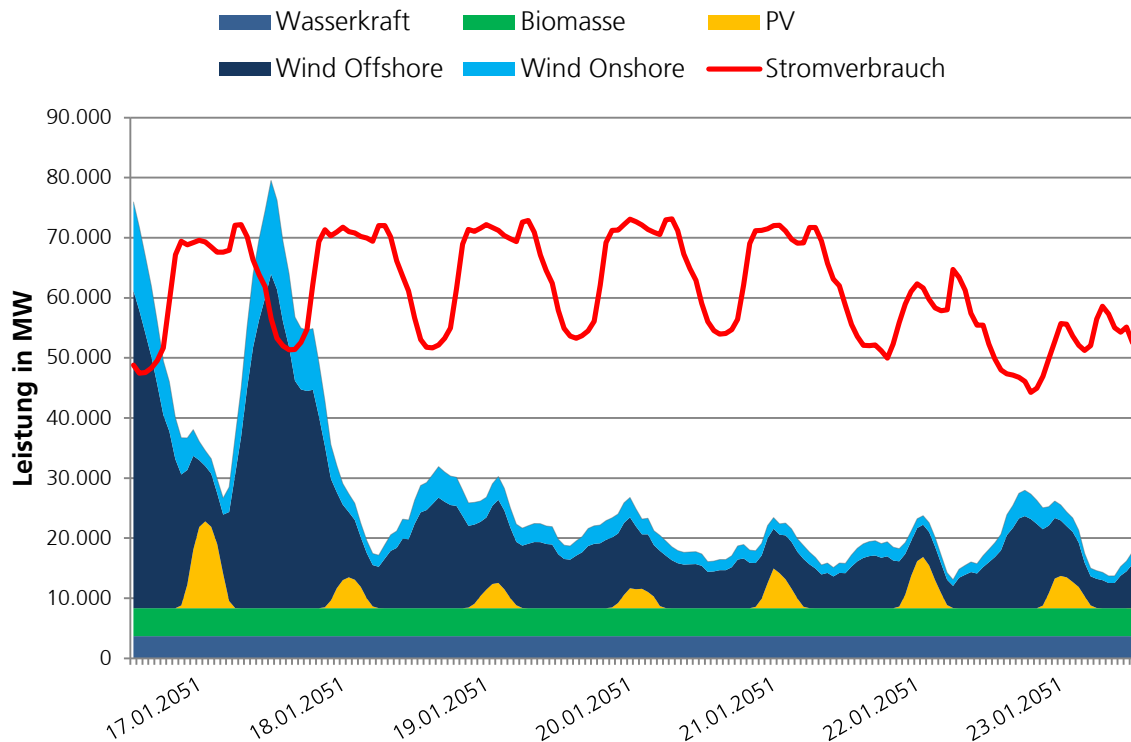


Abbildung 12: Stromproduktion und -verbrauch während einer Januarwoche in Deutschland 2051
 [eigene Berechnung]

Abbildung 12 zeigt den Stromverbrauch und die –erzeugung in einer Winterwoche in 2051 und verdeutlicht, dass in Schwachwind-Phasen sehr große Versorgungsdefizite auftreten, die dadurch potenziert werden, dass die Last im Winter etwa um den Faktor 1,2 größer ist als im Sommer. Die Defizite müssen entweder durch die im zu Grunde gelegten Szenario vorgesehenen Stromimporte aus Skandinavien oder durch eigene Speicher gedeckt werden.

2.2 Wärmenutzungspotenziale in Bayern

Zur Förderung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien, der industriellen Abwärmenutzung sowie der vermehrten Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung, bedarf es technisch ausgereifter und ökonomisch rentabler Wärmespeicher. Steigende Preise für fossile Energieträger, eine Reduktion von Primärenergiebedarf und Prozesse mit diskontinuierlich anfallender Wärme begünstigen hierbei den Einsatz von Wärmespeichern [TiB Tamme 2008].

Das Bayerische Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit stellt auf der Website energieatlas.bayern.de eine interaktive digitale Karte zur Verfügung auf der unter anderem Abwärmepotenziale verzeichnet sind, die nach Temperaturniveau, Wärmemenge und

Herkunftsbereich klassifiziert wurden. Für diese Studie sollen die gewerblichen bzw. industriellen Abwärmemengen und das Wärmepotenzial des Abwassers betrachtet werden.

Die gewerblichen und industriellen Abwärmemengen sind in Bayern hauptsächlich im Temperaturbereich zwischen 100 und 200 °C mit 1.128.397 MWh/a vorhanden. Weiterhin gibt es mit 942.994 MWh/a ein großes Abwärmepotenzial im Temperaturbereich von 0 °C bis 100 °C [StMUG 2012].

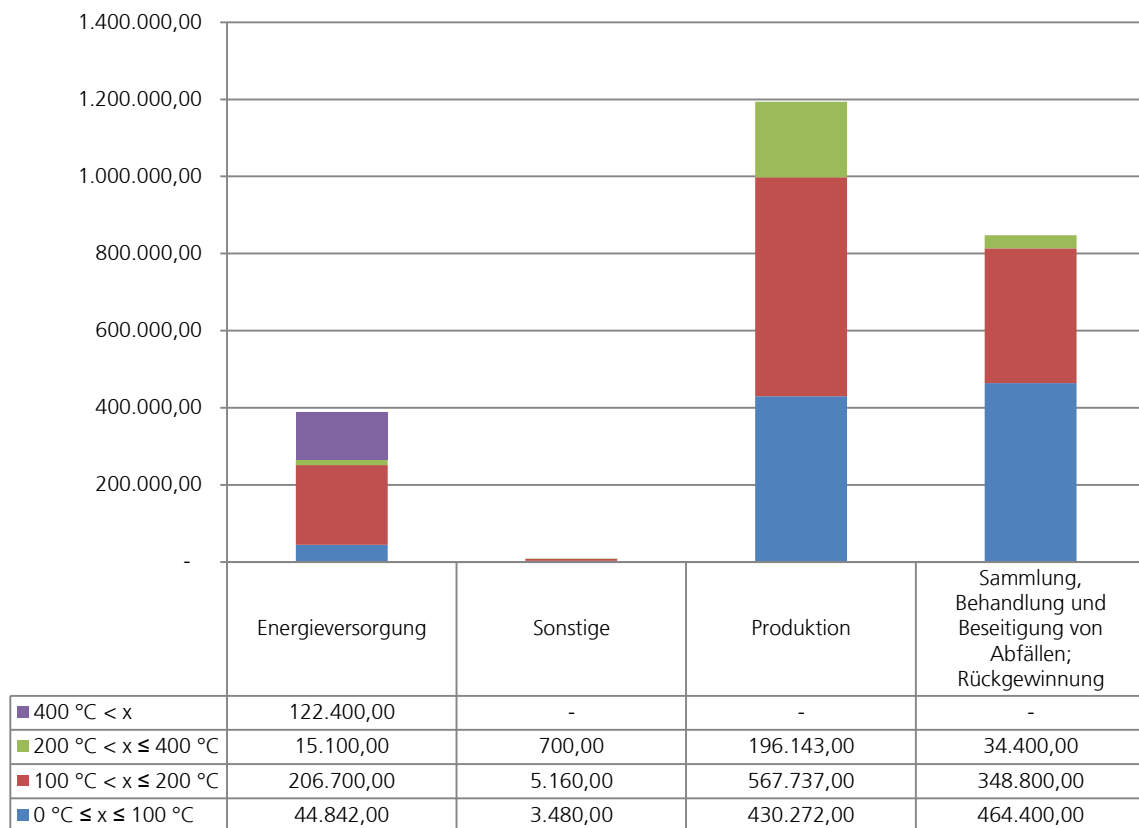


Abbildung 13: Abwärmemengen in Bayern [StMUG 2012]

Abbildung 13 zeigt, dass die größten ungenutzten Abwärmemengen bei der Produktion von Gütern bzw. bei der Beseitigung von Abfällen auftreten. Zu Sonstige zählen u. a. das Baugewerbe, das Dienstleistungsgewerbe, das Grundstücks- und Wohnungswesen und der Hochbau.

Im Bereich des Abwassers gehen in der Regel große Energiemengen verloren, da das bspw. zum Duschen verbrauchte warme Wasser ohne Wärmerückgewinnung in die Kanalisation geleitet wird. Durch Wärmepumpen kann aus 1 m³ Abwasser rund 1,5 kWh Wärme gewonnen werden [StMUG 2012]. Dadurch ergibt sich für die bayerischen Kläranlagen in Summe ein Abwärmepotenzial in Höhe von 1.080 TWh/a. Abbildung 14 stellt dar in welchen Größenordnungen sich die Wärmepotenziale hauptsächlich bewegen.

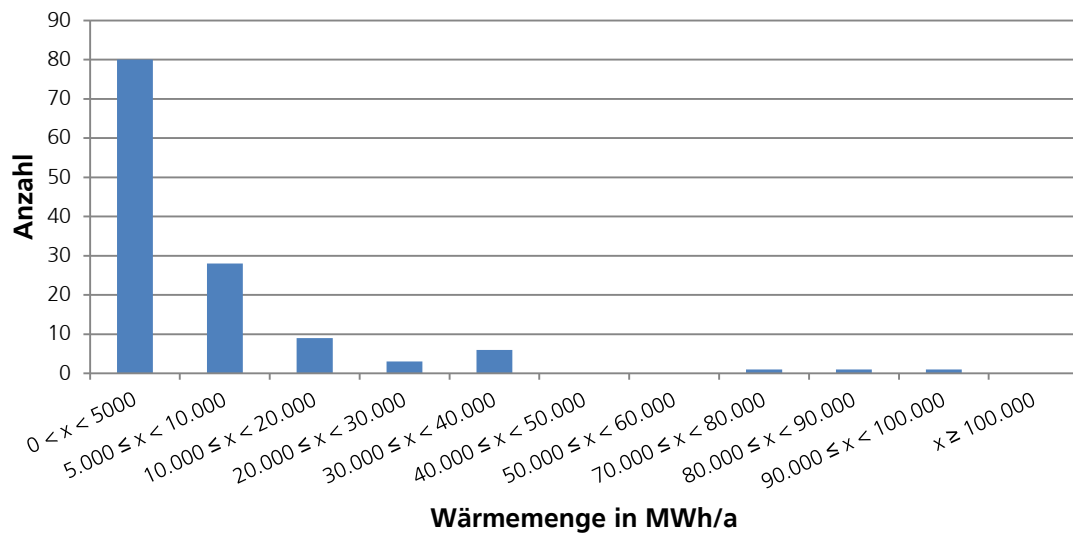


Abbildung 14: Häufigkeit der Abwasserwärmemenge nach Größenbereichen in Bayern mit Daten von [StMUG 2012]

3 Überblick über Speichertechnologien

In diesem Kapitel wird der Stand der Technik der bestehenden Strom- und Wärmespeichertechnologien beschrieben. Neben dem grundsätzlichen Funktionsprinzip werden charakteristische Parameter der jeweiligen Speichervariante dargestellt und der potentielle Anwendungsbereich beschrieben. Das Kapitel wird zunächst in Systeme der Strom- bzw. Wärmespeicherung unterteilt, welche wiederum nach der Speicherart differenziert werden (s. Abbildung 15). Innerhalb der beiden Hauptgruppen findet eine Differenzierung nach der Art, in welche die Energie umgewandelt wird, statt.

Ein kurzer Überblick über die Einteilung der Speichertechnologien innerhalb der Strom- und Wärmespeicher ist in Abbildung 15 beschrieben.

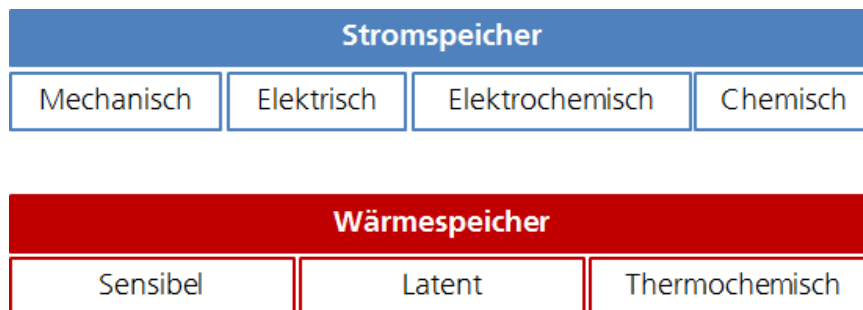


Abbildung 15: Schematische Einteilung existierender Speichertechnologien

3.1 Stromspeicher

Vereinfachend lassen sich Speichertechnologien in Hochleistungsspeicher, z. B. SMES und Kondensatoren, für kurzzeitige Anwendungen wie die Netzqualitätsverbesserung und in Hochenergiespeicher, z. B. CAES und PSW, die Energiemanagementaufgaben übernehmen, unterteilen. Die einzelnen Technologien finden entsprechend ihrem Leistungsbereich verschiedene Anwendungen, wie Sekundenreserve, unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV), Netzstabilisierung und als Tages-, Wochen- oder Jahreslastausgleich. Zusammenfassend wird die Eignung einzelner Stromspeichertechnologien für unterschiedliche Verwendungszwecke in Tabelle 4 wiedergegeben.

Tabelle 4: Einteilung Stromspeichertechnologien nach Leistungsbereich im Stromnetz [INT 2009]

+ = geeignet - = ungeeignet	Sekunden- reserve	USV	Tageslast- ausgleich	Wochen-/ Jahreslast- ausgleich
Elektrochemische Kondensatoren	+	+	-	-
Supraleitende Magnetische Energiespeicher (SMES)	+	+	-	-
Schwungräder	+	+	-	-
Akkumulatoren	-	+	+	-
Wasserstoff (theoretisch)	-	-	+	+
(adiabate) Druckluftspeicher	-	-	+	+
Pumpspeicherkraftwerke	-	-	+	+

3.1.1 Mechanische Speicher

3.1.1.1 Pumpspeicher

Zu den am meisten verbreiteten Speichersystemen großtechnischer Art gehören die Pumpspeicherkraftwerke (Abk. PSW; engl. Pumped Hydroelectric Storage: PHS). Durch das Pumpen von Wasser in ein höher gelegenes Reservoir (Oberbecken) kann elektrische Energie in Form von potenzieller Energie gespeichert werden. Lässt man das Wasser über eine Turbine abfließen, die einen Generator antreibt, kann bei Bedarf Strom zurückgewonnen werden. Auf diese Weise kann die von einem Elektromotor angetriebene Pumpe beim Ladevorgang bedarfsgerecht negative Regelenergie bereitstellen, während bei der Entladung Strom erzeugt und zur Verfügung gestellt wird [INT 2009, Oertel 2008].

Pumpspeicherkraftwerke sind eine bewährte Technik, die bereits in den 30er Jahren des 20. Jahrhunderts eingesetzt wurde und auf der ganzen Welt Verbreitung gefunden hat. Infolgedessen sind weltweit ca. 280 Anlagen mit einer installierten Leistung von über 90 GW in Betrieb. In Deutschland existieren derzeit 33 Anlagen mit einer Leistung von 6,61 GW und einer Speicherkapazität von insgesamt 0,04 TWh [INT 2009, Oertel 2008, SRU 2011].

Mit der Tandembauweise und dem Einsatz von Pumpturbinen bestehen grundsätzlich zwei unterschiedliche Aufbauprinzipien. Bei der Tandembauweise sind Pumpen und Turbine als eigenständige Aggregate ausgeführt, wohingegen Pumpturbinen in der Lage sind sowohl als Pumpe als auch als Turbine zu fungieren. Das reduziert zwar den Investitionsaufwand hat jedoch auch einen schlechteren Gesamtwirkungsgrad zur Folge. Dieser liegt bei Pumpspeicherkraftwerken in einem Bereich zwischen 70 % und 80 %. Verluste treten bei PSW vor allem aufgrund der Wirkungsgrade von Pumpe, Turbine und den Reibungsverlusten in den

Rohrleitung auf, während die Verluste auf Grund von Verdunstung vernachlässigbar sind [INT 2009, Radgen 2007].

Die realisierbare Energiedichte hängt alleine von der vorliegenden Höhendifferenz zwischen Ober- und Unterbecken ab. Laut [Oertel 2008] bewegt sich diese in Größenordnungen zwischen 70 und 600 Metern, was Energiedichten von 200 bis 1.600 Wh/m³ entspricht.

Dies verdeutlicht den Einfluss topologischer Begebenheiten auf die Realisierbarkeit von Pumpspeicherkraftwerken. In Deutschland ist das Ausbaupotenzial für weitere Pumpspeicherkraftwerke relativ gering. Mögliche Standorte befinden sich im Voralpenland und in den Mittelgebirgsregionen, also fernab von den großen Windparks im Norden Deutschlands. Anders als in Deutschland bestehen große Ausbaupotenziale vor allem in Skandinavien (Norwegen 80 TWh, Schweden 34 TWh), deren Erschließung für Deutschland mit dem Bau teurer Seekabelverbindungen möglich wäre [SRU 2011].

Auf Grund der relativ geringen Energiedichten sind für die Speicherung hinreichend großer Energiemengen gewaltige Oberbecken erforderlich, was zugleich mit hohen Investitionen (ca. 1 Mio. €/MW) und einem nicht unerheblichen Eingriff in die Natur durch die Versiegelung großer Flächen verbunden ist [INT 2009].

Pumpspeicherkraftwerke zeichnen sich vor allem durch hohe Speicherkapazitäten und eine schnelle Einsatzbereitschaft aus. Das Kraftwerk Goldisthal (Betreiber Vattenfall), welches aktuell mit einer installierten Leistung von 1.060 MW das größte PSW in Deutschland ist (s. Abbildung 16), kann z. B. nach einem Stillstand innerhalb von 98 Sekunden die Turbine in Vollast und innerhalb von 256 Sekunden die Pumpe in Vollast betrieben werden. Mit einer Speicherkapazität von 8.480 MWh können für 8 h alle Turbinen mit einer Vollast von 1.060 MW betrieben werden, ehe der Speicher vollständig entladen ist [Radgen 2007].



Abbildung 16: Pumpspeicherkraftwerks Goldisthal [Goldisthal 2012]

Auf Grund dieser Eigenschaften eignen sich Pumpspeicherkraftwerke hauptsächlich für den Tageslastausgleich (vgl. Abbildung 17), können aber auch für den Lastausgleich im Wochen und Monatsbereich eingesetzt werden. Für die Sicherstellung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung und die Bereitstellung von Sekundenreserve können sie jedoch nicht herangezogen werden, da bei PSW zu lange Vorlaufzeiten erforderlich sind [SRU 2011].

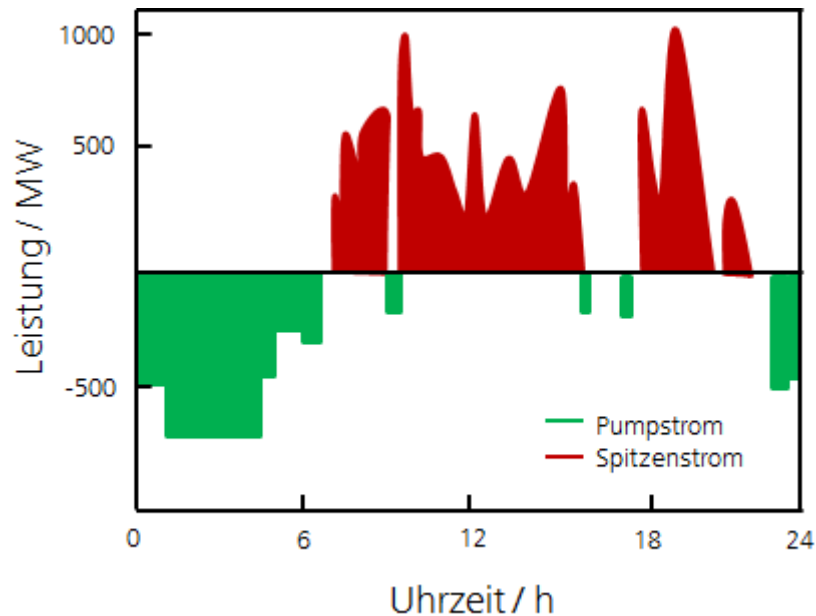


Abbildung 17: Exemplarischer Tagesleistungsverlauf eines PSW [Radgen 2007]

3.1.1.2 Druckluftspeicher

Druckluftspeicher sind eine Möglichkeit mechanische Energie zu speichern. Dabei wird die verdichtete Luft in geeigneten Behältern bzw. stoffdichten Hohlräumen unter hohem Druck eingeschlossen. Nur durch die Verdichtung von Luft kann eine akzeptable Energiedichte zur Speicherung und somit ein annehmbares, benötigtes Speichervolumen erreicht werden. Als Druckluftspeicher werden Kavernen in Salzstöcken genutzt, die über Verdichter mit komprimierter Luft geladen werden. Unter geologisch günstigen Bedingungen können in Salzstöcken Kavernen mit Volumen von 1 Mio. m³ durch Solverfahren erzeugt werden. Die Technik der Solverfahren in Salzstöcken ist aus der Schaffung von Gasspeichern und aus der Salzgewinnung bekannt. Das Solverfahren steht jedoch in Konkurrenz zur Energiespeicherung mittels Wasserstoff, welcher ebenfalls in Salzkavernen gespeichert werden kann. Eine weitere Speichermöglichkeit besteht in der Nutzung von porösen, gasdichten Gesteinsformationen oder von Aquiferstrukturen, die gasdicht abschließen und in denen Wasser durch die Druckluft verdrängt werden kann. Die in den Kavernen und anderen Hohlräumen eingeschlossene mechanische Energie kann bei Bedarf gezielt und schnell abgerufen werden. Zur Stabilisierung des Stromnetzes ist es möglich Druckluft aus Speichern zu nutzen. Beispielsweise kann zu Spitzenlastzeiten die Druckluft über Turbinen Generatoren antreiben und die mechanische Energie in elektrische Energie umwandeln, die ins Stromnetz eingespeist wird. Periodisch erfolgt die instationäre Be- und Entladung des Druckluftspeichers. Aus bergbaulichen Gründen darf die Druckluft in der Kaverne nur eine Temperatur von 50 °C annehmen. Bei dem Verdichtungsprozess während des Speicherbeladung wird Kompressionsarbeit verrichtet und bei einstufiger Kompression ohne Zwischenkühlung kann die Temperatur der komprimierten Luft 650 °C betragen. Diese thermische Energie beim Ladevorgang der Kavernen wird in derzeitig betriebenen Anlagen in die Umgebung abgeführt und geht somit als nutzbare Energie verloren. Beim Entladen des Druckluftspeichers zur Gewinnung elektrischer Energie muss die Druckluft über die Zufuhr von thermischer Energie aus Verbrennungsprozessen auf den

Eintrittszustand in die Turbine erwärmt werden. Die Energiedichte von Druckluftspeichern liegt im Bereich von 1 - 2 kWh/m³ [INT 2009].

Weltweit gibt es zwei großtechnische Druckluftspeicherkraftwerke (Compressed Air Energy Storage, CAES). In Huntorf (Niedersachsen) wird ein Druckluftspeicherkraftwerk seit 1978 von E.ON betrieben. Es hat nach einem Umbau eine elektrische Leistung von 321 MW und nutzt das Speichervolumen von zwei 150.000 m³ großen Salzkavernen in 650 - 800 m Tiefe innerhalb des Druckbereiches von 46 - 66 bar. Die Ladung des Druckspeichers wird mit 8 h, die Entladung mit 2 h angegeben [Huntorf 2011]. Der Wirkungsgrad der Anlage in Huntorf beträgt ca. 42 %. Seit 1978 wurden durch das Kraftwerk Huntorf ca. 465 GWh in das Stromnetz gespeist.



Abbildung 18: Druckluftspeicherkraftwerk (CAES) Huntorf

Ein zweites Druckluftspeicherkraftwerk arbeitet seit 1991 in McIntosh (Alabama, USA). Es hat eine Leistung von 110 MW und speichert Druckluft in einer Kaverne von 460 m bis 720 m Tiefe. Mit dem Kavernenvolumen von 540.000 m³ kann die Leistung über 26 h abgegeben werden. Das Kraftwerk in McIntosh nutzt das Gas nach der Entspannung der Turbine zur Luftvorwärmung für den Verbrennungsprozess und realisiert dadurch einen höheren Wirkungsgrad von ca. 54 % [McIn 2012]. Beide Anlagen benötigen eine Erdgasfeuerung zur Erwärmung der Druckluft vor dem Turbineneintritt. Das Erdgas ist ein zusätzlicher Kostenfaktor. Aus ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten sind eine Zwischenspeicherung der thermischen Energie des Verdichtungsprozesses und ein bedarfsgerechtes Abrufen dieser Energie zur Erwärmung sinnvoll. Auf der vollständigen Nutzung der Kompressionsarbeit basiert das adiabate Druckluftspeicherkraftwerk (Advanced Adiabate Compressed Air Energy Storage, AA-CAES), das einen theoretischen Wirkungsgrad von ca. 70 % erreicht [Radgen 2007].

Die Speicherung der thermischen Energie ist sowohl in festen Materialien als auch in Schüttschichtwärmeübertragern möglich. Die thermischen Energiespeicher müssen jedoch einem Druck von etwa 60 bar bei einer Temperatur von 600 °C standhalten und sind als Hochdruckbehälter auszuführen. Fluide wie Salzschnmelzen und Öle sind für den Temperaturbereich von ca. 600 °C nur bedingt geeignet. Mit der von Fraunhofer UMSICHT, Institutsteil Sulzbach-Rosenberg entwickelten Schüttschichtwärmeübertragertechnologie ist es möglich, mineralische bzw. keramische Schüttgüter als Zwischenspeicher thermischer Energie zu nutzen, welche sich für die Betriebsparameter eines AA-CAES eignen [Brotzmann 1998].

Das Schema der beiden Prozessschritte »thermisches Laden und Entladen« des Wärmespeichers ist in der Abbildung 19 angegeben.

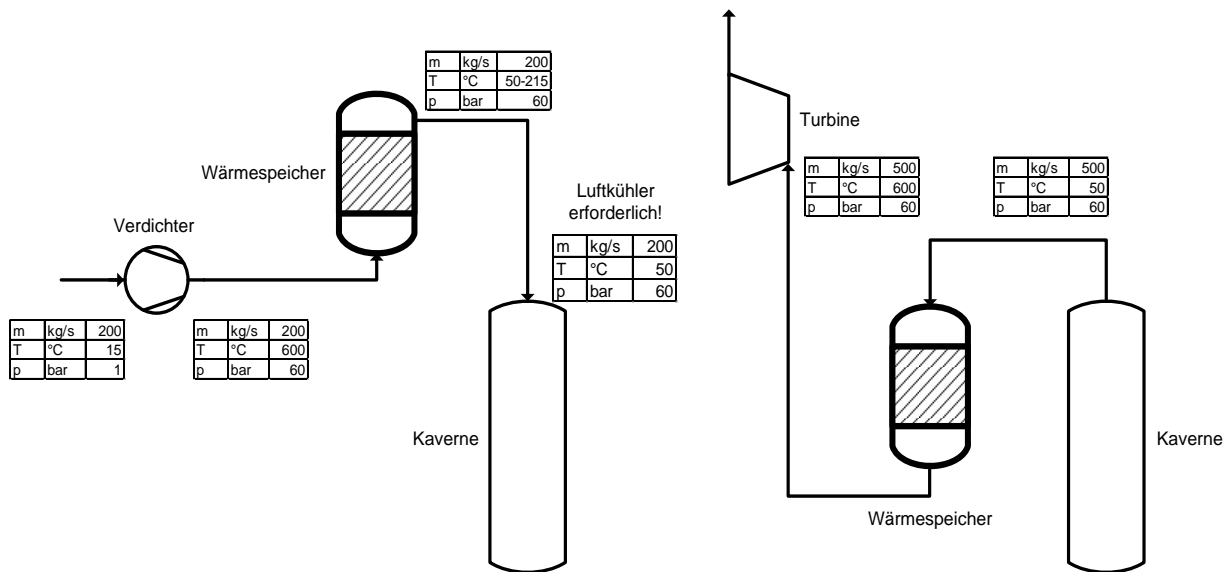


Abbildung 19: Schema adiabates Druckluftspeicherkraftwerk mit Be- (links) und Entladung (rechts)

Die thermische Energie der verdichteten Druckluft wird beim adiabaten CAES in den Schüttgutbehältern unter einem Druck von ca. 60 bar gespeichert. Die verdichtete Luft durchströmt hierbei die Schüttung und überträgt die thermische Energie. Die Strömungsgeschwindigkeiten und damit auch die Druckverluste sind aufgrund des hohen Druckes gering. An die Behälter werden durch die zyklischen thermischen Belastungen und Druckänderungen hohe Materialanforderungen gestellt. Eine leistungsfähige Wärmedämmung zwischen dem Schüttgut und der Behälterinnenwand ist Voraussetzung für die mechanische Stabilität der Behälter. Ausgewählte Schüttgüter und deren spezifische Daten werden ausführlicher in Kapitel 3.2.1 behandelt.

Druckluftspeicherkraftwerke können modular aufgebaut werden, indem die Motor-Kompressor- und die Turbine-Generator-Einheiten als Systemelemente des Kraftwerkes einzeln zusammengeschaltet werden und z. B. eine gemeinsame Kaverne genutzt wird.

3.1.1.3 Schwungräder

Bereits in frühen technischen Anwendungen wurden Schwungräder vor allem in Dampfmaschinen und später in Motoren eingesetzt, um eine gleichmäßigere Bereitstellung von Energie zu ermöglichen und mechanische Belastungen auszugleichen. Folglich sind Schwungräder eine bewährte Technik, die verschiedene Aufgaben im Bereich der Energiespeicherung übernehmen können. Schwungräder (engl. Flywheel Energy Storage System, kurz FESS) speichern überschüssige elektrische oder kinetische Energie in Form von Rotationsenergie. In der Regel wird das Schwungrad mit Hilfe eines Elektromotors in Bewegung versetzt bzw. dessen Drehzahl erhöht und Energie gespeichert. Bei Bedarf erfolgt die Umwandlung der Bewegungsenergie zurück in elektrische Energie über einen Generator nach dem Funktionsprinzip eines Dynamos. Da sich sowohl bei der Einspeicherung auch als bei der

Entnahme von Energie die Drehzahl des Rades ändert, ist ein Frequenzumrichter erforderlich, der die erzeugte Spannung an die Netzfrequenz anpasst [Ruddell 2003, INT 2009].

Die gespeicherte Energie ist proportional zum Massenträgheitsmoment und zum Quadrat der Winkelgeschwindigkeit. Demzufolge lässt sich die speicherbare Energiemenge effektiver durch eine Erhöhung der Drehzahl als durch eine Steigerung der Masse erreichen. Begrenzender Faktor bei der Steigerung der Drehzahl ist jedoch die Zugfestigkeit des eingesetzten Materials. Die Zugfestigkeit wiederum ist abhängig von der Dichte des Materials. Allgemein gilt, dass optimale Energiespeicherdichten bei einem größtmöglichen Verhältnis zwischen Zugfestigkeit und Dichte erreicht werden. Dafür sind leichte Materialien mit hoher mechanischer Zugfestigkeit wie z. B. glas- oder kohlefaserverstärkte Kunststoffe ideal geeignet [Rummich 2010].

Tabelle 5: Ausgewählter Materialparameter Schwungräder [Ruddell 2003]

Material	Dichte ρ [Mg/m ³]	Zugfestigkeit σ [MN/m ²]	Energiedichte w [Wh/kg]
Stahl (AISI 4340)	7,8	1800	32
AlMnMg-Legierung	2,7	600	31
Titan (TiAl ₆ Zr ₅)	4,5	1200	37
GfK	2	1600	111
CfK	1,5	2400	222

In der Praxis existieren mit den Low-Speed-Flywheels und den High-Speed-Flywheels zwei unterschiedliche Realisierungsansätze. Bei den Low-Speed-Flywheels bestehen die Schwungräder in der Regel aus metallischen Werkstoffen, weshalb die Drehzahl auf ca. 5.000 - 10.000 Umdrehungen begrenzt ist. Dabei werden in der Praxis Speicherdichten von ca. 5 Wh/kg erreicht. Die moderneren High-Speed-Flywheels werden dagegen aus Faserverbundwerkstoffen hergestellt, mit denen bis zu 100.000 Umdrehungen in der Minute erreicht werden können. Solche Schwungmassenspeicher erreichen Energiedichten von ca. 100 Wh/kg.

Schwungräder sind relativ wartungsarm und langlebig. Daher erreichen diese eine Lebensdauer von ca. 20 Jahren, in der, in Abhängigkeit von Material und Beanspruchung, über 1.000.000 Zyklen möglich sind. Ein weiterer Vorteil ist, dass weder toxische noch brennbare Stoffe eingesetzt werden, also von den Materialien keine Gefährdung für Umwelt oder Gesundheit ausgeht. Auf Grund der hohen Drehzahlen und der hohen kinetischen Energie ist jedoch ein Berstschutz zwingend erforderlich.

Abgesehen von den auftretenden Verlusten können Schwungräder die gesamte eingespeicherte Energie wieder abgeben, eine Tiefentladung ist also möglich. Außerdem sind Schwungräder in der Lage, die in ihnen gespeicherte Energie innerhalb von Sekunden abzugeben, weshalb hohe Leistungsdichten von bis zu 10.000 W/kg erreicht werden können. Da Zugriffszeiten im Bereich von Millisekunden realisierbar sind, eignen sich Schwungräder hervorragend für die Bereitstellung und Aufnahme von Leistungsspitzen.

Unter optimalen Einsatzbedingungen können FES-Systeme einen Wirkungsgrad von bis zu 95 % erreichen. Da aber sehr hohe Ruheverluste von ca. 20 % pro Stunde auftreten ist ein sinnvoller Einsatz nur als Kurzzeitspeicher möglich. Neben den Ruheverlusten entstehen weitere Verluste an den gekoppelten Energiewandlungsaggregaten und durch den Eigenverbrauch in der Peripherie des Systems.

Um die Ruheverluste, die vorwiegend durch Reibung an den Lagern und am Schwungrad selbst hervorgerufen werden, so gering wie möglich zu halten, laufen die Schwungräder meist in Vakuumkammern. Ferner werden Magnetlager eingesetzt, die die Verluste gegenüber Wälzlagern oder Gleitlagern erheblich reduzieren. Ein großer Nachteil dieser Technik ist jedoch der intensive Aufwand, der für die Kühlung betrieben werden muss, da Supraleiter beständig unterhalb der materialspezifischen Sprungtemperatur abgekühlt werden müssen. Ein kommerzieller Einsatz solcher Lager wird daher erst mit der Weiterentwicklung von Hochtemperatursupraleitern wie z. B. YBCO (Yttrium-Barium-Kupferoxid) möglich.

Auf Grund der Fähigkeit kurzfristig sehr hohe Leistungen bereitzustellen, werden Schwungräder für die Sekundenreserve, also den Ausgleich von Spannungsschwankungen im Sekundenbereich herangezogen. Ferner werden Schwungräder seit längerem auch für die Realisierung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung eingesetzt. Ein weiteres großes Anwendungsgebiet ist die Abdeckung von kurzfristigen Leistungsspitzen bei energieintensiven Prozessen. Weiterhin wird geprüft, inwiefern Schwungradspeichersysteme zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung durch Windenergieanlagen eingesetzt werden können.

Neben den stationären Einsatzgebieten eignen sich Schwungräder auch für mobile Anwendungen. Vor allem bei Straßenbahnen und Bussen im Nahverkehr ergeben sich viele Beschleunigungs- und Bremsvorgänge in einer relativ kurzen Abfolge. Hier unterstützen Schwungräder die häufigen Anfahrvorgänge und ermöglichen die Rückgewinnung von Bremsenergie. Auf Grund von Fortschritten bei der Reduzierung des Gewichts rückt zusätzlich der Einsatz im PKW Bereich in greifbare Nähe. Ein weiteres Einsatzgebiet von Schwungrädern findet sich bei Satelliten und Raumfahrzeugen, da diese eine effizientere Energiespeicherung als Akkumulatoren ermöglichen und darüberhinaus zur Lagestabilisierung eingesetzt werden können [INT 2009].

3.1.2 Elektrische Speicher

3.1.2.1 Supraleitender Magnetischer Energiespeicher

Wird ein elektrischer Leiter von Strom durchflossen, so erwärmt sich dieser und es kommt zu Verlusten. Die Entdeckung der Supraleitung durch Heike Kamerlingh Onnes zeigt, dass eine verlustfreie Leitung von Strom bei verschiedenen Materialien möglich ist. Dafür müssen diese jedoch unter die sogenannte Sprungtemperatur abgekühlt werden. Dieser Effekt wird heute in verschiedenen elektrotechnischen Anlagen wie z. B. Transformatoren genutzt und ermöglicht geringere Übertragungsverluste, reduzierte Baugrößen und damit auch Materialeinsparungen.

Supraleiter können jedoch auch für die Speicherung elektrischer Energie genutzt werden. Dabei macht man sich zu Nutze, dass Strom in einem supraleitenden Schaltkreis theoretisch

unbegrenzt lange ohne äußere Energiezufuhr existieren kann. Lädt man Supraleitende Magnetische Energiespeicher, kurz SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage), wird eine Spule aus supraleitendem Material mit Gleichstrom durchflossen, woraufhin ein Magnetfeld erzeugt wird, in welchem Energie gespeichert wird. Ist der Ladevorgang abgeschlossen, wird die Stromversorgung unterbrochen und ein Schalter, der ebenfalls aus supraleitendem Material besteht, wird geschlossen; ein supraleitender Schaltkreis entsteht. Beim Entladen des Speichers wird der Stromkreis wieder an den Wechselrichter gekoppelt und aus dem Gleichstrom Wechselstrom erzeugt. Entscheidende Komponenten eines SMES sind der Wechselrichter, die supraleitende Spule und das kryogene Kühlsystem, wodurch der Supraleiter unter die jeweilige Sprungtemperatur abgekühlt wird. Für die Kühlung wird in der Regel flüssiges Helium (Siedepunkt 4,15 K) eingesetzt. Insgesamt sind SMES daher mit großem technischem Aufwand verbunden [INT 2009, TiB Dittmann 2008].

Supraleiter werden vorwiegend als sogenannte Multifilamentleiter gefertigt, das heißt einzelne Drähte aus supraleitendem Material werden in eine Matrix aus normalleitendem Material integriert. Auf diese Weise wird die mechanische Stabilität der supraleitenden Drähte verbessert und im Falle einer Störung des Kühlsystems besser geschützt. Geht der Supraleiter plötzlich in den normalleitenden Zustand über, so kommt es auf Grund der hohen Stromstärken zu einer intensiven Wärmeentwicklung, die zu einer intensiven mechanischen Belastung führt und eine Zerstörung der Drähte zur Folge haben kann. Während bei NT-Supraleitern Kupfer als Matrixmaterial eingesetzt werden kann, muss bei HT-Supraleitern aus reaktionskinetischen Gründen Silber verwendet werden, das deutlich teurer, aber auch mechanisch und thermisch weniger gut geeignet ist. In diesem Zusammenhang könnte ein neuer vielversprechender Ansatz für die Fertigung von Hochtemperatur-Supraleitern mit sandwichartigem Aufbau Abhilfe verschaffen, mit dem HT-Supraleiter um den Faktor 2 - 3 kostengünstiger gefertigt werden können.

Der Wirkungsgrad von SMES kann theoretisch bei der Speicherung und Bereitstellung von Gleichstrom bis zu 97 % erreichen, was dadurch begünstigt wird, dass keine verlustbehaftete Wandlung der Energie stattfindet. Ins Gewicht fällt dagegen der erhebliche Aufwand für die Kühlung zur Aufrechterhaltung der supraleitenden Eigenschaften, weshalb sich Ruheverluste von 10 - 12 % pro Tag ergeben. Deshalb können auch SMES lediglich als Kurzzeitspeicher eingesetzt werden [Oertel 2008, INT 2009, TiB Dittmann 2008].

Ein Vorteil von SMES-Systemen ist, dass es bei der Entladung möglich ist, nur einen Teil der gespeicherten Energie zu entnehmen. Es kann prinzipiell jedoch nahezu die gesamte gespeicherte Energie wieder abgegeben werden (Tiefentladung). SMES zeichnen sich ferner durch kurze Anlaufzeiten und eine schnelle Energiebereitstellung aus, wobei Zugriffszeiten im Bereich von einigen Millisekunden realisiert werden können. Da die gespeicherte Energie sehr schnell abgegeben werden kann, lassen sich hohe Leistungen, bei Leistungsdichten von ca. 1 - 10 W/kg, realisieren. Leistungsbegrenzende Faktoren stellen in diesem Zusammenhang die kritische magnetische Flussdichte und die kritische Stromdichte dar.

Die speicherbare Energiemenge ist proportional zum Quadrat der Stromstärke und zur Induktivität der Spule, die wiederum eine charakteristische Konstante der Spule und ein Maß für das Verhältnis zwischen Spulenstrom und erzeugtem magnetischen Fluss ist. Die Induktivität lässt

sich durch die geometrischen Abmessungen, die verwendeten Materialien und die Anzahl der Windungen beeinflussen. Im Vergleich zu anderen Speichersystemen erreichen SMES nur relativ geringe Energiedichten von ca. 300 bis 3.000 Wh/kg. Ein Vorteil der SMES ist, dass das System ohne den Einsatz bewegter Teile auskommt, weshalb es sehr wartungsarm ist und eine Lebensdauer von ca. 30 Jahren bei über einer Million Zyklen möglich ist. Als Hemmnisse für den Einsatz von Hochtemperatur-Supraleitern haben sich neben negativen Materialeigenschaften, wie Sprödigkeit, geringe kritische Flussdichte und Stromdichte, vor allem fertigungstechnische Problemstellungen erwiesen, welche in hohen Produktionskosten resultieren [Rummich 2010, TiB Dittmann 2008, INT 2009, Oertel 2008].

SMES sind umweltfreundliche und relativ ungefährliche Systeme in denen weder toxische Materialien noch brennbare Stoffe zum Einsatz kommen. Gleichwohl gehen Gefahren von den starken Magnetfeldern und der extremen Kälte der Kühlmittel aus, weshalb in diesen Bereichen für eine zuverlässige Abschirmung gesorgt werden muss. Auf Grund ihrer Fähigkeit hohe Leistungen sehr schnell, präzise und flexibel bereitzustellen, übernehmen SMES überwiegend Aufgaben zur Sicherung der Netz- und Spannungsqualität sowie zur Garantie einer unterbrechungsfreien Stromversorgung. Momentan werden Systeme mit einer maximalen Leistung von 1,4 MW als Hochleistungsspeicher eingesetzt [TiB Dittmann 2008, Dötsch 2008]. Außerdem werden in den USA (Wisconsin) mobile SMES-Systeme zur Netzstabilisierung als Sekundenreserve, sogenannte Distributed-SMES, verwendet. Die einzelnen SMES werden in Containern auf Lastwagen montiert und an strategisch wichtigen Netzpunkten positioniert, wodurch diese unabhängig voneinander oder im Verbund operieren. Bei einer Änderung der Lastverhältnisse kann der Standort der SMES-Einheiten variiert werden. Dieser Zugewinn an Flexibilität hat insbesondere im Hinblick auf die im Rahmen der Energiewende langsam ablaufenden Veränderungen im Energieversorgungssystem große Vorteile.

Des Weiteren können Spannungseinbrüche im Bereich von einigen zehntel Sekunden kompensiert werden, so dass SMES auch für den Schutz äußerst sensibler Verbraucher (z. B. für Apparate in der Medizintechnik) eingesetzt werden. Im Bereich von Mikro-SMES (< 10 MJ) sind wirtschaftliche Lösungen für die beschriebenen Aufgabenbereiche bereits realisierbar, weshalb in dieser Größenordnung ein Marktsegment für SMES-Kompensatoren entstanden ist [INT 2009, Oertel 2008].

3.1.2.2 Kondensatoren

Die Einordnung von Kondensatoren in eine bestimmte Speicherkategorie in Abhängigkeit der Energieform gestaltet sich als schwierig, da die existierenden Kondensatortypen unterschiedlichen chemischen sowie physikalischen Wirkprinzipien unterliegen. Während die Speicherung der Energie bei konventionellen Kondensatoren allein und bei elektrochemischen Doppelschichtkondensatoren (engl.: Electrochemical Double Layer Capacitor kurz EDLC) vorwiegend auf der Nutzung elektrostatischer Kräfte beruht, basiert die Energiespeicherung bei den sogenannten Pseudo- und Hybridkondensatoren verstärkt auf elektrochemischen Reaktionen, so dass die genannten Bauformen teilweise den elektrochemischen Speichern zugeordnet werden. Ein Überblick über die Einteilung der jeweiligen Kondensatoren ist in Abbildung 20 zu sehen.

Konventionelle Kondensatoren sind eine bewährte Technik, die sich durch eine hohe Zuverlässigkeit und Lebensdauer von mehr als einer Million Zyklen auszeichnet. Sie werden für viele Anwendungen in elektronischen Bauteilen eingesetzt, eignen sich jedoch aufgrund sehr geringer Energiedichten ($< 0,1 \text{ Wh/kg}$) nicht für größere Anwendungen, weshalb sie im weiteren Verlauf dieser Studie nicht vertieft untersucht werden. Stattdessen werden vielmehr verschiedene Typen von Superkondensatoren fokussiert betrachtet.

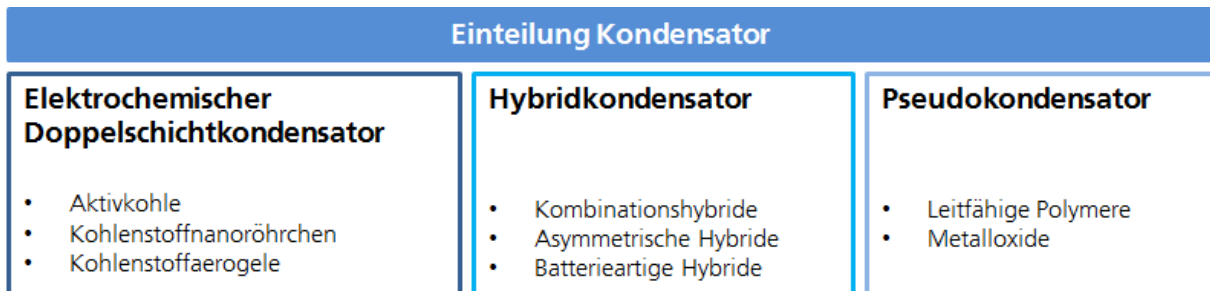


Abbildung 20: Gruppierung der Kondensatoren anhand des Wirkprinzips nach [Hadjipaschalis 2008]

Beim Laden von Kondensatoren werden zwei von einem Dielektrikum getrennte Elektroden mit einer Spannungsquelle verbunden. In Folge des einsetzenden Stromflusses wird ein elektrisches Feld erzeugt, wobei der Lade- bzw. Entladevorgang je nach Kondensatortyp über Absorptions-/ Desorptionsmechanismen bzw. Dotierung oder Interkalation erfolgt. Unterbricht man die Stromverbindung, so bleibt das elektrische Feld, in dem die Energie gespeichert ist, bestehen. Durch den Anschluss eines Verbrauchers kann die gespeicherte Energie abgerufen und genutzt werden. Es muss jedoch beachtet werden, dass bei der Entladung, anders als bei Batterien, die Spannung rasch abfällt, vgl. Abbildung 21.

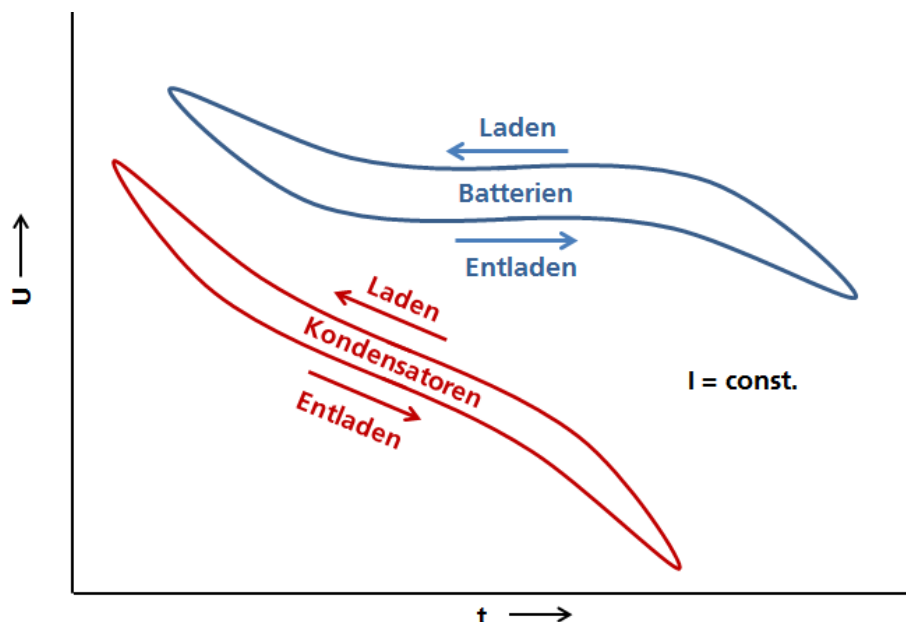


Abbildung 21: Vergleich Be- und Entladung von Kondensatoren und Batterien nach [INT 2009]

Die im elektrischen Feld gespeicherte elektrostatische Energie ist direkt proportional zum Quadrat der angelegten Spannung und zur Kondensatorkapazität. Begrenzt wird die maximale Spannung durch die Dissoziationsspannung des eingesetzten Elektrolyten, der sich bei

Überschreitung zersetzt und so zerstört werden kann. Die Kapazität des Kondensators wiederum ist abhängig von der Dielektrizitätskonstante des Separators sowie dem Quotient aus der relevanten Oberfläche und dem Abstand zwischen den Elektroden. Folglich erreicht man durch eine Vergrößerung der aktiven Oberfläche und einer Verringerung des Abstands zwischen den zwei Elektroden eine Erhöhung der Kapazität und damit der speicherbaren Energiemenge. Bei den EDLC erreicht man dies, indem als Elektrodenmaterial Aktivkohle verwendet wird, die auf Grund ihrer großen spezifischen Oberfläche sehr hohe Kapazitäten ermöglicht.

Superkondensatoren weisen im Idealfall Wirkungsgrade von 85 - 98 % auf (Faraday'scher Wirkungsgrad bis zu 100 %) und sind äußerst effiziente Energiespeicher, wobei jedoch zu berücksichtigen ist, dass Superkondensatoren wegen ihrer hohen Selbstentladungsrate von ca. 14 % je Monat lediglich als Kurzzeitspeicher Anwendung finden [Hadjipaschalis 2008, Willer 2003].

Aktuell werden bei standardisierten Produkten Energiedichten von 5 bis 10 Wh/kg realisiert, was im Vergleich zu anderen Energiespeichern relativ gering ist. Die von Superkondensatoren erreichbaren Leistungsdichten sind mit ca. 10.000 W/kg sehr groß. Am Massachusetts Institute of Technology (MIT) ist es gelungen mit innovativen Elektrodenmaterialien (Kohlenstoffnanofasern) Energiedichten von bis zu 60 Wh/kg und eine Leistungsdichte von bis zu 100.000 W/kg zu realisieren [Oertel 2008, INT 2009]. Superkondensatoren sind flexibel und schnell einsatzbereit, eine Tiefentladung ist ebenso möglich wie eine Teilentladung. Sowohl die Ladung als auch die Entladung laufen im Bereich von Sekunden bzw. Millisekunden ab. Dabei ist zu beachten, dass elektrostatisch gespeicherte Energie schneller bereitgestellt werden kann als elektrochemisch gebundene Energie, da keine chemischen Reaktionen ablaufen müssen, bis die Ladungsträger frei sind. Superkondensatoren erreichen mit über 500.000 eine hohe Anzahl an Zyklen, auch wenn die absolute Lebensdauer mit ca. 12 Jahren eher gering ist [Hadjipaschalis 2008].

Auf Grund ihrer Flexibilität und Vielseitigkeit kommen elektrochemische Kondensatoren für viele verschiedene Anwendungen in Betracht. Im Hinblick auf ihre Eigenschaften schließen sie die Lücke zwischen konventionellen Kondensatoren (sehr hohe Zyklenfestigkeit, sehr geringe Energiedichte) und Batterien (hohe Energiedichte, geringe Zyklenfestigkeit). Typischerweise kommen Kondensatoren dort zum Einsatz, wo für eine kurze Zeit hohe Leistungen benötigt werden bzw. aufgenommen werden müssen. Durch den Ausgleich von Leistungsspitzen können Aggregate zur energetischen Grundversorgung (z. B. Batterien, Motoren) kleiner dimensioniert, im Betrieb geschont und somit deren Lebensdauer verlängert werden. Dies kann sowohl in kleineren Elektronikgeräten (z. B. zur Energiebereitstellung für das Blitzlicht beim Fotografieren) als auch für Start- bzw. für Anfahrvorgänge von Straßenbahnen eingesetzt werden. Superkondensatoren finden in diesem Zusammenhang auch Anwendung im Automobilbereich, indem sie für die Zwischenspeicherung bei der Bremskraftrückgewinnung oder die Stabilisierung von Bordnetzen eingesetzt werden. Neben dem Einsatz in der Automobilbranche werden elektrochemische Kondensatoren in Kombination mit anderen Speichersystemen zum Ausgleich von Lastschwankungen oder für die Sicherstellung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) eingesetzt. Weiterhin werden die Kondensatoren als Kurzzeitspeicher bei der

photovoltaischen Einspeisung ins Niederspannungsnetz und für die Flügelsteuerung (Drehzahlregelung, Notabschaltung) von Windrädern verwendet [Oertel 2008, INT 2009].

3.1.3 Elektrochemische Speicher

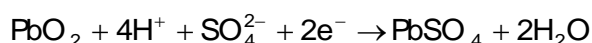
Akkumulatoren sind eine weit verbreitete Speichertechnologie, die für vielfältige stationäre und mobile Anwendungen zum Einsatz kommt. Es besteht eine große Anzahl unterschiedlicher technischer Ansätze, die sich hinsichtlich der verwendeten Materialien, der Funktionsprinzipien und weiterer Parameter unterscheiden. Akkumulatoren oder Sekundärbatterien sind galvanische Elemente, die im Gegensatz zu gewöhnlichen Batterien (sog. Primärbatterien) mit elektrischem Strom wiederaufgeladen werden können. Speicherung und Entladung der Energie erfolgen in Form einer reversiblen elektrochemischen Reaktion, bei der chemische Verbindungen umgebaut werden, die meist als aktive Masse in den Elektroden eingelagert werden. Die Elektroden sind aus unterschiedlichen Materialien, deren elektrochemischer Potenzialunterschied die Größe der Nennspannung bestimmt. Die Elektroden sind meist von einem Elektrolyten umgeben und werden durch einen Separator voneinander getrennt, der nur für bestimmte Teilchen durchlässig ist.

Im folgenden Abschnitt sollen verschiedene elektrochemische Speichersysteme untersucht und hinsichtlich verschiedener wichtiger Parameter verglichen werden. Dabei wird der Begriff Batterie im Sinne einer Sekundärbatterie, also eines Akkumulators verwendet.

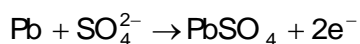
3.1.3.1 Blei-Säure-Batterien

Das Prinzip von Blei-Säure-Batterien ist bereits seit über 100 Jahren bekannt und stellt insofern eine ausgereifte Technologie dar, die für viele Anwendungen eingesetzt wird.

Die positiv geladene Anode wird durch eine Oxidschicht aus vierwertigem Blei (PbO_2) bedeckt, welches während der Entladung in zweiwertiges Blei (PbSO_4) umgewandelt wird:



An der Kathode wiederum liegt elementares Blei (Pb) an, welches ebenfalls zu zweiwertigem Blei umgewandelt wird:



Die Nennspannung einer Zelle, die aus den beschriebenen Materialien aufgebaut ist, beträgt 2,04 V [INT 2009, Oertel 2008].

Gesamtgleichung der Hin- und Rückreaktion [Jossen 2006]:



Für die Herstellung der negativen Elektrode wird in der Regel poröses Blei zu Masseplatten gepresst, während die positive Elektrode häufig in röhrenförmigen Platten (Panzerplatten) aus perforiertem Kunststoff eingebettet ist. Typischerweise kommt als Elektrolyt verdünnte Schwefelsäure zum Einsatz [Rummich 2010].

Dieser Batterietyp erreicht Energiespeicherdichten von 20 - 50 Wh/kg bzw. 60 - 95 Wh/l [INT 2009] bei Wirkungsgraden zwischen 80 % und 90 % [Radgen 2007]. Die Selbstentladungsrate liegt bei 2 - 5 % pro Monat [Outlook 2008]. Bleisäure-Akkumulatoren sind belastbar und vertragen hohe Spannungen und Ströme bei einer Lebensdauer zwischen 10 und 12 Jahren. Es tritt kein Memory-Effekt bei der Ladung von Teilmengen auf.

Die Ladung von Blei-Säure-Batterien dauert allerdings relativ lange (14 - 16 h) und der Einsatz beschränkt sich auf einen Temperaturbereich zwischen -20 °C bis 45 °C, was sich vor allem hinsichtlich des relativ niedrigen oberen Temperaturgrenzwerts als problematisch gestaltet. Weiterhin muss erwähnt werden, dass eine Totalentladung dem Akkumulator schadet.

Im Betrieb ist zu beachten, dass es durch ein Überschreiten der Gasspannung zur Elektrolyse des im Elektrolyten enthaltenen Wassers kommt und der Wartungsaufwand erhöht wird. Bei ventilregulierten Systemen (Valve Regulated Lead Acid, VRLA) wird der entstehende Sauerstoff in einem internen Kreislauf geführt und so der Wasserverlust sowie der Wartungsaufwand minimiert. Außerdem darf die Batterie im entladenen Zustand nicht gelagert werden, da dies zur Bildung von Sulfat an beiden Elektroden führen kann. Dieser Vorgang ist irreversibel, verringert die reaktive Masse der Elektroden und schadet somit der Batterie. Blei-Säure-Akkumulatoren enthalten giftige Stoffe, weshalb diese als Sondermüll entsorgt werden müssen. Dieses Problem wird ein wenig reduziert, indem Blei-Säure-Akkumulatoren zu großen Teilen recycelt werden können. Um im Falle einer Havarie den auftretenden Schaden zu minimieren und das Auslaufen der Säure zu verhindern wurden Blei-Gel-Akkumulatoren entwickelt. Diese zeichnen sich durch ein deutlich besseres Unfallverhalten aus, da der Elektrolyt in gebundener Form vorliegt und somit ein Auslaufen verhindert wird.

Eingesetzt werden Blei-Säure-Akkumulatoren für viele unterschiedliche Anwendungen, wie z. B. als Starterbatterien im Kfz-Bereich. Im stationären Betrieb kommt dieser Batterietyp als Pufferbatterie für USV-Anwendungen bzw. im großen Maßstab zur Netzstabilisierung zum Einsatz. In Deutschland existiert z. B. ein Bleibatteriesystem im Energiepark Mont-Cenis, betrieben von der Stadtwerke Herne AG, welches aus 816 Einzelbatterien mit einem Gesamtgewicht von 90 t besteht. Das System mit einer Leistung von 1,2 MW und einem Energieinhalt von 1,2 MWh speichert bei geringer Netzbelastung den regenerativ erzeugten Strom. Die erwartete Lebensdauer der Hochleistungsbatterien liegt bei ca. 20 Jahren [Stadtwerke Herne 2012]. Anbieter von Blei-Säure Batterien sind u. a. Exide Battery, Crown Battery oder Hoppecke Batterie Systeme GmbH.

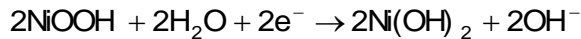
Ferner ist eine Verwendung für die Energieversorgung von Traktionsanwendungen möglich, vor allem bei Systemen bei denen das hohe Gewicht der Batterie nicht stört bzw. von Vorteil sein kann, wie z. B. bei U-Booten oder Gabelstaplern [INT 2009, Oertel 2008].

3.1.3.2 *Nickelbasierte Akkumulatoren*

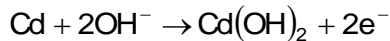
Nickel-Cadmium-Akkumulatoren wurden als leichtere Alternative zu den schweren Blei-Säure-Systemen entwickelt und sind eine etablierte und entwickelte Speichertechnologie. Die positive Elektrode besteht aus einem Flies aus Polypropylen in das Nickel(III)-oxidhydroxid eingepresst ist. An der negativen Elektrode wird feinverteiltes Cadmium eingearbeitet. Die NiCd-Zelle, bei der

als Elektrolyt Kalilauge zum Einsatz kommt, weist eine Nennspannung von 1,2 V auf [Rummich 2010].

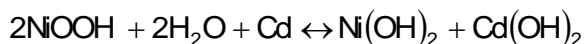
Die Hauptreaktion an der positiven Elektrode des NiCd-Akkumulators lautet



und an der negativen Elektrode



Des Weiteren setzt sich die Gesamtgleichung der Hin- und Rückreaktion zusammen aus [Jossen 2006]:



NiCd-Batterien sind robuste, technisch ausgereifte Systeme, die Energiedichten zwischen 25 und 80 Wh/kg (bzw. 35 - 135 Wh/l) und einen Wirkungsgrad von ca. 70 % erreichen. Die Batterien zeichnen sich außerdem durch eine höhere Leistungsdichte im Vergleich zu Blei-Säure-Akkumulatoren aus. Ein wichtiger Vorteil der NiCd-Batterie ist ihre hohe Lebensdauer und die große Anzahl an Tiefentladungszyklen, die möglich ist, da die Zelle bei einer vollständigen Entladung keinen Schaden nimmt. Weiterhin zeichnet sich der Batterietyp aufgrund der Schnellladezeit von ca. 1 h und eines sehr breiten Temperaturspektrums (funktionsfähig bis -30 °C) aus [Outlook 2008, INT 2009].

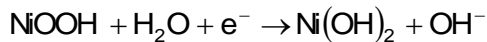
Der größte Nachteil der NiCd-Batterie ist jedoch dessen Toxizität anhand der Inhaltstoffe, da sowohl das in der Elektrode vorhandene Schwermetall Cadmium als auch die als Elektrolyt verwendete Kalilauge giftig und schädlich für die Umwelt sind. Dieser Umstand führt dazu, dass die Produktion von NiCd-Akkumulatoren relativ aufwändig und teuer ist. Früher war der sogenannte »Memory-Effekt« ein weiterer großer Nachteil, der jedoch mittlerweile durch verbesserte Elektroden und Ladesysteme weitestgehend verhindert werden kann. Der Memory-Effekt beschreibt eine Verringerung der Akkumulatorkapazität, die durch Umkristallisation auftritt. Bei häufigen Teilentladungen entstehen größere Cadmium-Kristalle, wodurch sich die reaktive Oberfläche der Elektrode verringert und die Kapazität des Akkumulators abnimmt [Rummich 2010].

Einsatzgebiete von NiCd-Batterien finden sich im Bereich der Notstromversorgung, als Starterbatterien in der Luftfahrt sowie als Großbatterien. In ihrer gasdichten Bauform werden diese außerdem im kleinen Leistungs- und Speicherbereich als Knopfzellen für verschiedenste mobile und stationäre Anwendungen im Konsumbereich eingesetzt. Die größte stationäre NiCd-Batterie, bestehend aus 13.760 NiCd-Akkumulatoren, wurde 2003 von ABB und Saft S.A. in Fairbanks (Alaska) für die Golden Valley Electric erbaut. Das System dient der Netzunterstützung und der USV für ein Inselnetz. Die Lebensdauer liegt bei 20 Jahren bei 100 Vollzyklen und 500 Teilzyklen. Die Leistung kann je nach Bedarf zwischen 27 MW (15 min), 40 MW (7 min) und maximal 46 MW variieren [Tillmetz 2010].

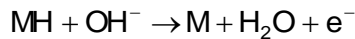
Eingeschränkt wird diese Technologie durch eine EU Richtlinie von 2006, die Batterien mit mehr als 0,002 Gew.-% Cadmium verbietet (vgl. »Batteriegelgesetz Deutschland« 2009), weshalb die NiCd-Batterien in der Vergangenheit bereits stark durch die ungiftigen Nickel-Metallhydrid-

Systeme (NiMH) verdrängt wurden. An Stelle des Cadmiums wird als aktive Komponente Wasserstoff verwendet [Dötsch 2008].

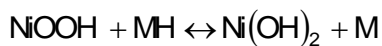
Die Hauptreaktionen der NiMH Batterie lauten nach [Jossen 2006] an der positiven Elektrode



und an der negativen Elektrode



Somit ergibt sich für den NiMH Akkumulator die Gesamtreaktion



Im direkten Vergleich der NiCd- und NiMH-Akkumulatoren ergeben sich zwischen den beiden Systemen relevante Unterschiede. NiMH-Batterien sind einfacher zu entsorgen und weisen mit 55 - 120 Wh/kg eine größere Energiedichte auf. Des Weiteren ist ein schnelles Be- und Entladen möglich. Allerdings sind NiMH-Akkumulatoren anfälliger gegenüber Überladung, Überhitzung sowie falscher Polung. Die Selbstentladungsrate von ca. 30 % pro Monat ist ein weiterer Nachteil. Da die Arbeitstemperatur der NiMH-Batterie zwischen 0 - 50 °C liegt, sind diese außerdem empfindlicher gegenüber niedrigen Umgebungstemperaturen. Diese Ursache hängt mit der langsamer ablaufenden Desorption des Wasserstoffs bei niedrigeren Temperaturen zusammen [INT 2009, Oertel 2008].

Aktuell werden NiMH-Batterien vor allem für Notbeleuchtungssysteme eingesetzt, während sie im Konsumbereich (Mobiltelefone, Kameras etc.) fast vollständig von Lithium-Ionen-Akkumulatoren verdrängt wurden.

Eine weitere Alternative im Bereich der nickelbasierten Elektroden stellen die NiZn-Akkumulatoren dar, die aus einer Nickelanode und einer Zinkkathode bestehen und einen alkalischen Elektrolyten besitzen. Abgesehen davon, dass vergleichbare Lebensdauern erreicht werden sollen, weist dieser Batterie-Typus eine Energiedichte von ca. 60 Wh/kg bei einer Nennspannung von 1,6 V auf. Die volumetrische Energiedichte ist etwas höher als bei anderen nickelbasierten Systemen. Das NiZn-System enthält keinerlei toxische Bestandteile, was für die Produktion, den Betrieb und die Entsorgung große Vorteile bringt.

3.1.3.3 Lithium-Ionen

In den 1990er Jahren brachte SONY den ersten kommerziellen Lithium-Ionen-Akkumulator auf den Markt. Seitdem hat der Lithium-Ionen-Akkumulator Einzug in viele Bereiche der Konsumelektronik gefunden und die nickelbasierten Systeme weitestgehend vom Markt verdrängt. In den kommenden Jahren soll die Lithium-Ionen-Batterie verstärkt für Anwendungen in der Elektromobilität und zur Zwischenspeicherung von Strom aus Erneuerbaren Energien eingesetzt und weiterentwickelt werden.

Für den Ladungsaustausch innerhalb der Zelle sind Lithium-Ionen verantwortlich. Sie werden beim Laden aus der Kathode herausgelöst, über den Separator zur Anode transportiert und in diese eingebaut. Beim Entladen kehrt sich die Bewegungsrichtung der Lithium-Ionen um. Die

Lithium-Ionen sind dabei nur für den Ladungstransport zuständig, an der eigentlichen Redoxreaktion aber nicht beteiligt [INT 2009].



Die Anode einer Lithium-Ionen-Batterie besteht meist aus einem Interkalationsmaterial, typischerweise Graphit, das die Einlagerung von Lithium-Ionen ermöglicht. Das lithiumhaltige Kathodenmaterial, für das häufig Lithium-Metalloxide wie z. B. LiCoO_2 , LiNiO_2 oder LiMn_2O_4 eingesetzt wird, muss die Ein- und Auslagerung größerer Mengen von Lithiumatomen erlauben, ohne dass eine strukturelle Schädigung des Kristallgitters einhergeht. Separatoren tragen zwar nicht unmittelbar zum Speichervorgang bei, müssen jedoch für eine zuverlässige mechanische Trennung der Elektroden sorgen, elektrisch isolieren und eine gute Leitfähigkeit von Ionen erlauben. Meist werden dafür mikroperforierte Polypropylen- oder Polyethylen-Folien verwendet, die zur Verbesserung der thermischen und mechanischen Stabilität teilweise mit nanoskaligen Keramikpartikeln versehen sind.

Lithium ist ein hochreaktives, elektrochemisch besonders aktives Metall und daher hervorragend für den Einsatz als Elektrodenmaterial geeignet. Da Lithium jedoch heftig mit Wasser reagiert, können keine wässrigen Elektrolyte zur Anwendung kommen. Stattdessen müssen Salzschnmelzen oder Elektrolyte aus wasserfreien organischen Lösemitteln, versetzt mit einem Lithiumsalz, eingesetzt werden, wie z. B. Ethylencarbonat mit Lithiumperchlorat. Die mikroporösen Elektroden sowie der Separator sind mit dem Elektrolyt durchtränkt, damit der Elektrolyt den gesamten Zellbereich durchdringt und ein effizienter Ladungstransport gewährleistet wird. Der Aufbau und das Wirkprinzip eines Lithium-Ionen Akkumulators befindet sich in Abbildung 22.

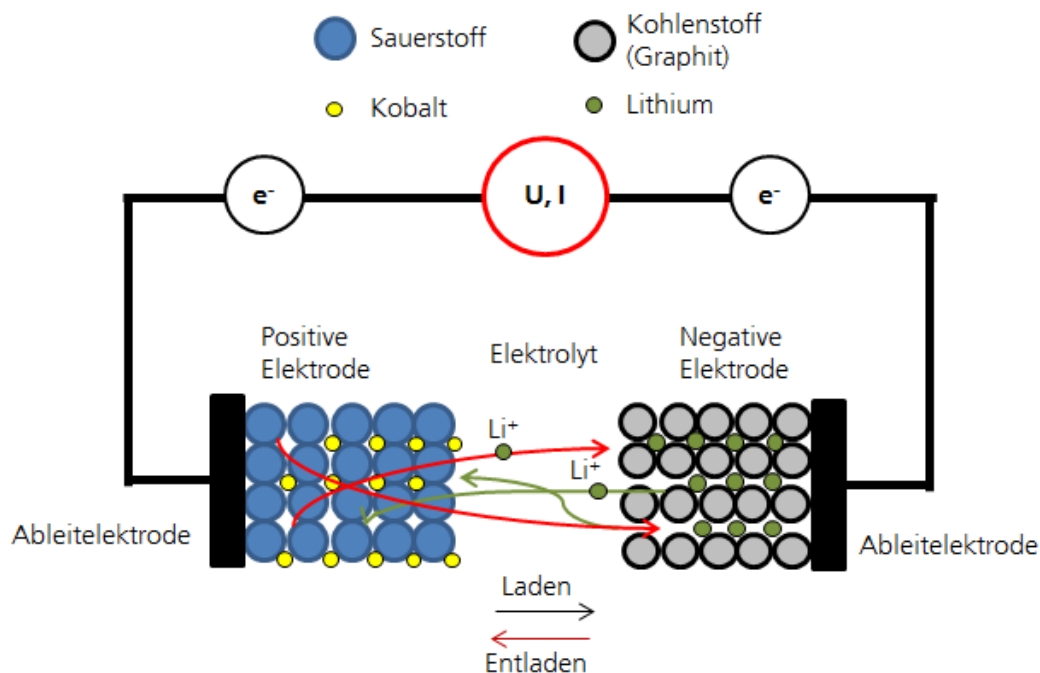


Abbildung 22: Prinzip des Lithium-Ionen Akkumulators nach [TiB Neumann 2008]

Die Herstellung von Elektroden, Stromableiter und Separator erfolgt in Folienform. Da die verwendeten Elektrodenmaterialien häufig schlechte Elektronenleiter sind, wird ihnen Ruß als Zusatzstoff zugegeben. Polymerbinder gewährleisten den Zusammenhalt der Folien [Neumann 2011].

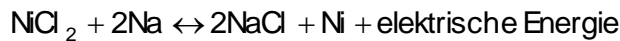
Die Zellspannung von Lithium-Ionen-Akkumulatoren beträgt 3,6 Volt. Im Vergleich zu anderen Akkumulatoren werden sehr gute Energiedichten zwischen 100 und 160 Wh/kg sowie hohe Leistungsdichten von über 1.000 W/kg erreicht. Außerdem können hervorragende Wirkungsgrade zwischen 90 % und 95 % realisiert werden. Die Selbstentladungsrate beträgt ca. 5 - 10 % pro Monat und ist damit schlechter als die von Blei-Säure-Batterien und besser als die von Nickel-Cadmium-Batterien [Outlook 2008, INT 2009].

Lithium-Ionen-Akkus sind jedoch nicht sehr robust und empfindlich gegenüber hohen Lade- und Entladeströmen, die zu einer schnellen Alterung der Zelle führen. Bei Überladung kann es zur Abscheidung von metallischem Lithium an der Anode kommen, was aufgrund von Sicherheitsaspekten verhindert werden sollte. Ferner können irreversible Schäden am Kathodengitter auftreten. Bei Interkalationsmaterialien werden Alterungsprozesse durch das Wachstum der sogenannten Solid Electrolyte Interface (SEI) verursacht. Diese Schicht entsteht bei den ersten Ladeprozessen und stabilisiert zunächst das Interkalationsmaterial. Weiteres Wachstum führt jedoch zu einem Anstieg des Innenwiderstandes und damit zur Alterung der Zelle. Weiterhin enthalten Lithium-Ionen-Batterien leicht brennbare Komponenten, weswegen eine komplexe Laderegulierung und Schutzschaltung erforderlich ist, die Strom, Spannung und Temperatur der Zelle überwacht. Durch zu hohe Temperaturen kann es zum »thermal runaway« kommen, einer sich selbst verstärkenden exothermen Reaktion, die durch die Freisetzung von Sauerstoff ausgelöst wird. Das »thermische Durchgehen« kann eine vollständige Zerstörung des Akkumulators durch Brand oder Explosion zur Folge haben. Eingesetzt werden Lithium-Ionen-Batterien für unterschiedliche tragbare Anwendungen wie z. B. Mobiltelefone, Notebooks und Elektrowerkzeuge. Angedacht sind auch stationäre Anwendungen im MW-Bereich oder der Einsatz in Elektroautomobilen [Neumann 2011, Schuh 2011].

3.1.3.4 Hochtemperaturbatterien

Hochtemperaturbatterien haben flüssige Elektroden und feste Elektrolyte, wodurch sie sich grundlegend von den bisher beschriebenen Systemen unterscheiden. Eine Entladung und Ladung dieser Batterietypen ist nur möglich, wenn die Elektrodenmaterialien flüssig sind und der Elektrolyt eine ausreichende Leitfähigkeit aufweist. Zum Aufschmelzen der Elektrodenmaterialien sind hohe Temperaturen erforderlich, weshalb eine »Standheizung« benötigt wird, um das System in einen betriebsbereiten Zustand zu versetzen. Starke Temperaturschwankungen führen jedoch zu mechanischen Belastungen für den keramischen Elektrolyten (β -Aluminiumoxid) und können diesen zerstören, weshalb hohe Anforderungen an die Temperaturregelung des Systems bestehen. Es empfehlen sich daher Anwendungen mit kurzen Stand- und Wartezeiten. Weiterhin ist für eine gute Isolierung zu sorgen, um die Wärmeverluste in Grenzen und Einbußen beim Wirkungsgrad so gering wie möglich zu halten. Bei Hochtemperaturbatterien treten kaum Nebenreaktionen auf, somit zeigen sich nur geringfügige elektrochemische Alterungserscheinungen und es können hohe Wirkungsgrade erreicht werden.

Die sogenannte ZEBRA-Batterie verwendet Natrium und Nickelchlorid als Elektrodenmaterialien. Ist der Akkumulator geladen, besteht die positive Elektrode aus Nickelchlorid (NiCl_2) und die negative Elektrode aus Natrium. Beim Entladen werden Natrium-Ionen durch den Separator bzw. Elektrolyt zur Nickelchlorid-Elektrode transportiert, wo sich Natriumchlorid bildet. Die folgende Gleichung beschreibt die Gesamtreaktion.



Die Zellspannung beträgt 2,58 V, während eine Energiedichte von ca. 80 - 100 Wh/kg (140 Wh/l) erreicht wird. Der Wirkungsgrad der Zelle beträgt bis zu 91 %, allerdings sind weitere Verluste durch z. B. Wechselrichter oder Heizung noch nicht berücksichtigt. Na-NiCl-Akkumulatoren sind wartungsfreie Systeme, da sie aus Sicherheitsgründen absolut dicht verschweißt werden. Das erforderliche Temperaturniveau von 300 °C wird elektrisch geregelt. Wärmeverluste werden durch ein mehrwandiges, evakuiertes Gehäuse reduziert.

Ursprünglich für Traktionsanwendungen entwickelt, ist der Einsatz von ZEBRA-Akkumulatoren jedoch auch für stationäre Aufgaben wie z. B. den Lastausgleich in Netzen oder die Pufferung von Stromspitzen denkbar.

Bei den Natrium-Schwefel-Akkumulatoren werden vorwiegend Materialien eingesetzt, die in großen Mengen verfügbar und damit preisgünstig sind. Somit ergibt sich für dieses System die Chance einen äußerst kostengünstigen Speicher zu entwickeln. Dafür müssen jedoch noch produktionstechnische Schwierigkeiten bewältigt und eine Massenproduktion etabliert werden.

Die NaS-Batterie (Nennspannung 2,1 V) besitzt eine Elektrode aus flüssigem Natrium und eine aus flüssigem Schwefel (s. Abbildung 23). Beim Entladevorgang wird flüssiges Natrium oxidiert und die Natrium-Ionen wandern durch den Elektrolyten zur Elektrode mit flüssigem Schwefel, wo sich Natriumpolysulfid bildet. Die Gesamtreaktion lässt sich durch folgende Gleichung darstellen.

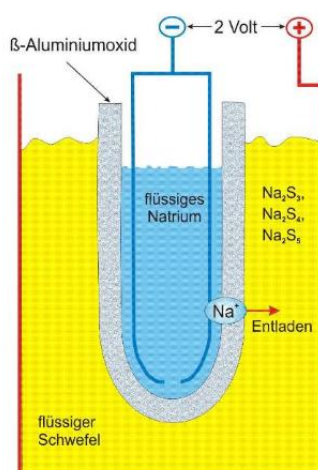
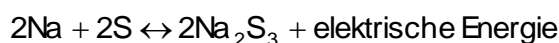


Abbildung 23: Schema einer NaS-Batterie [INT 2009]

Es wird zwar eine höhere Energiedichte (130 Wh/kg) als bei Na-NiCl-Systemen erreicht, jedoch ist der Wirkungsgrad der Zelle mit 87 % etwas geringer. Der Wirkungsgrad des Gesamtsystems mit Heizung und Wechselrichter liegt bei ca. 75 %.

Die Betriebstemperatur von NaS-Batterien liegt zwischen 290 °C und 360 °C. Da auch bei der NaS-Batterie kaum Nebenreaktionen stattfinden ist die Degradation sehr gering und es sind viele Zyklen (1.000 - 4.500) sowie eine lange Lebensdauer von bis zu 15 Jahren möglich. Bei der Verschaltung mehrerer Zellen können die einzelnen Zellen mit Hilfe von Sand elektrisch isoliert werden [Outlook 2008, INT 2009].

Anwendungen finden sich hauptsächlich im stationären Bereich zum Fluktuationsausgleich, Peak-Shaving und im Bereich USV sowie Notstromversorgung. Es existieren kleine bis mittlere stationäre NaS-Batterie-Speicherkraftwerke in Japan, z. B. seit 2004 die größte NaS-Batterieanwendung in Hitachinaka mit einer Leistung von 9,6 MW und einer Kapazität von 57,6 MWh. Relevante Hersteller für das Na-S-Batteriesystem stammen ausschließlich aus Japan, wie z. B. NGK Insulators, Hitachi oder GS Yuasa [Frey 2007].

3.1.3.5 Redox-Flow-Batterien

Während bei anderen Batterie-Typen sowohl die Speicherung als auch die Wandlung der Energie in der Zelle stattfinden, geschieht dies bei der Redox-Flow-Batterie räumlich getrennt. Die Energie wird in separaten Elektrolyttanks gespeichert und die Energiewandlung erfolgt in einem sogenannten Stack (vgl. Brennstoffzelle). Auf Grund dessen besteht bei Redox-Flow-Batterien die Möglichkeit, Leistung und Speicherkapazität unabhängig voneinander zu dimensionieren und das Batteriesystem optimal auf die situativen Anforderungen einzustellen. Die modularen Grenzen von Akkumulatoren mit internem Speicher sind nicht mehr gegeben. Aufgrund dieses Unterschiedes erfolgt häufig eine Differenzierung der elektrochemischen Speicher in Akkumulatoren mit internen (Kapitel 3.1.3.1 - 3.1.3.4) und externen Speicher (Kapitel 3.1.3.5 und Kapitel 3.1.4).

Pumpen fördern das energiespeichernde Material durch die Zelle, in der die beiden Elektrolyte mit den darin enthaltenen Redoxpaaren durch eine semipermeable Membran voneinander getrennt sind. Beim Entlade- bzw. Ladeprozess ändert sich das Mischungsverhältnis von entladener zu geladener Spezies in beiden Tanks. Über inerte Leiter wird Kontakt zu den Flüssigkeiten hergestellt und Strom abgeleitet bzw. zugeführt. Der Ladungsausgleich erfolgt über positiv geladene Ionen durch die semipermeable Membran, für die meist der Stoff Nafion eingesetzt wird.

Begünstigt durch die räumliche Trennung der Elektrolyte weisen Redox-Flow-Batterien nur eine verschwindend geringe Selbstentladung auf und sie sind unempfindlich gegenüber Tiefentladung. Weiterhin tritt auch kein Memory-Effekt auf. Ein großer Nachteil der Redox-Flow-Batterien ist, dass die realisierbaren Energiedichten aufgrund der begrenzten Löslichkeit der Ladungsträger in den Elektrolyten stark limitiert sind. Außerdem erfordern Redox-Flow-Batteriesysteme eine relativ aufwändige Peripherie mit Pumpen, Sensoren, Tanks und komplexer Steuerungstechnik.

Das am weitesten verbreitete System ist das der Vanadium-Redox-Batterie, bei dem sowohl an der Anode als auch an der Kathode in Schwefelsäure gelöstes Vanadium mit verschiedenen Wertigkeiten zum Einsatz kommt und damit chemisch quasi identische Lösungen vorliegen, vgl. Abbildung 24. Sollte es durch ein Leck bzw. Crossing Over zu einer Vermischung der Lösungen kommen sind die Auswirkungen relativ gering, während bei anderen Materialkombinationen eine Vermischung der Elektrolyte zu größeren Problemen führen kann. Außerdem ist es möglich die eingesetzten Elektrolyten zu regenerieren, weshalb sich keine Probleme hinsichtlich der Entsorgung ergeben.

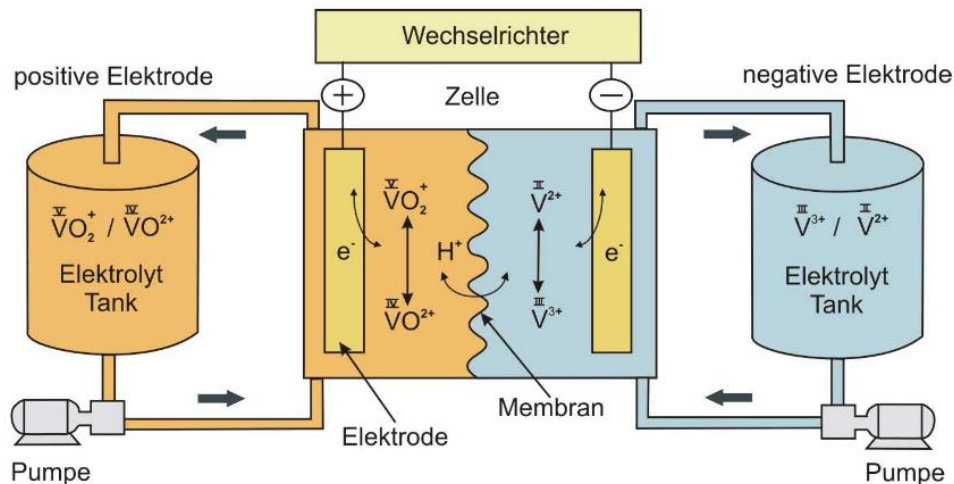
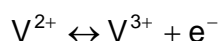
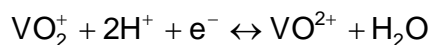
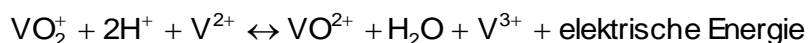


Abbildung 24: Schema einer Redox-Flow-Batterie (VRB) [INT 2009]

Beim Entladen wird an der positiven Elektrode 5-wertiges Vanadium zu 4-wertigem reduziert, an der negativen Elektrode wird 2-wertiges durch Oxidation zu 3-wertigem Vanadium.



Dadurch ergibt sich folgende Gesamtreaktion:



Vanadium-Redox-Systeme haben eine Zellspannung von 1,15 -1,55 Volt und erreichen eine Energiedichte von 15 - 25 Wh/kg bzw. 20 - 40 Wh/l. Es sind über 10.000 Zyklen möglich, ehe die Kapazität auf 80 % der Nennkapazität abgesunken ist. Der Wirkungsgrad der Zelle beträgt ca. 90 %, jedoch erreicht der Nettowirkungsgrad unter Berücksichtigung der peripheren Systeme nur ca. 70 - 80 %. Durch Optimierungsmaßnahmen im Aufbau und den verwendeten Materialien (Elektroden aus Kohlenfasern, neue Membranen) scheint ein Nettowirkungsgrad von annähernd 90 % möglich [INT 2009].

Von der Vanadium- und der Polysulfid-Bromid-Redox-Flow-Technologie existieren Großanlagen in Japan, Australien, England und den USA mit bis zu 15 MW Leistung und bis zu 120 MWh Speicherkapazität. Des Weiteren wurden in den USA und Japan bereits Hybrid-Flow-Batterien basierend auf Zink-Brom (mit Zink in fester Form) mit Speichervolumina bis 500 kWh als Speichersysteme eingesetzt [Dötsch 2008]. Hersteller der aktuell am meisten eingesetzten

Vanadium-Redox-Flow-Batterie sind u. a. VFuel (Australien), VRB Power Systems Inc. (Vancouver, Kanada) oder Sumitomo Electric Industries (Japan).

3.1.3.6 Hybrid-Flow-Batterien

Im Unterschied zu Redox-Flow-Batterien weisen Hybrid-Flow-Batterien elektrochemisch aktive Komponenten in fester Form auf, weshalb deren Kapazität nicht beliebig erweitert werden kann. Dafür werden jedoch höhere Energiedichten als bei Redox-Flow-Batterien realisiert und die gespeicherte Energie kann in deutlich kürzerer Zeit abgegeben werden, wodurch höhere Leistungsspitzen bereitgestellt werden können. Im folgenden Kapitel werden die Systeme Zink-Brom (s. Abbildung 25) und Cer-Zink beschrieben, wobei angemerkt werden sollte, dass an weiteren Systemen wie z. B. der Blei-Flow-Batterie intensiv geforscht wird.

Bei der Zink-Brom-Batterie wird durch die Reaktion von Zink und Brom zu Zinkbromid elektrische Energie freigesetzt. Beim Entladevorgang lösen sich aus der an der negativen Elektrode angelagerten Zinkschicht Zink-Ionen, während sich gleichzeitig an der positiven Elektrode Brom-Ionen bilden. Über eine mikroporöse Polyolefinmembran kommt es zum Ausgleich der Konzentration.

Zink-Brom-Batterien erreichen Wirkungsgrade von in etwa 75 % und sind unempfindlich gegen Tiefentladung. Die Zellspannung liegt bei 1,8 Volt.

Probleme ergeben sich vor allem auf Grund der Giftigkeit und Aggressivität von Brom.

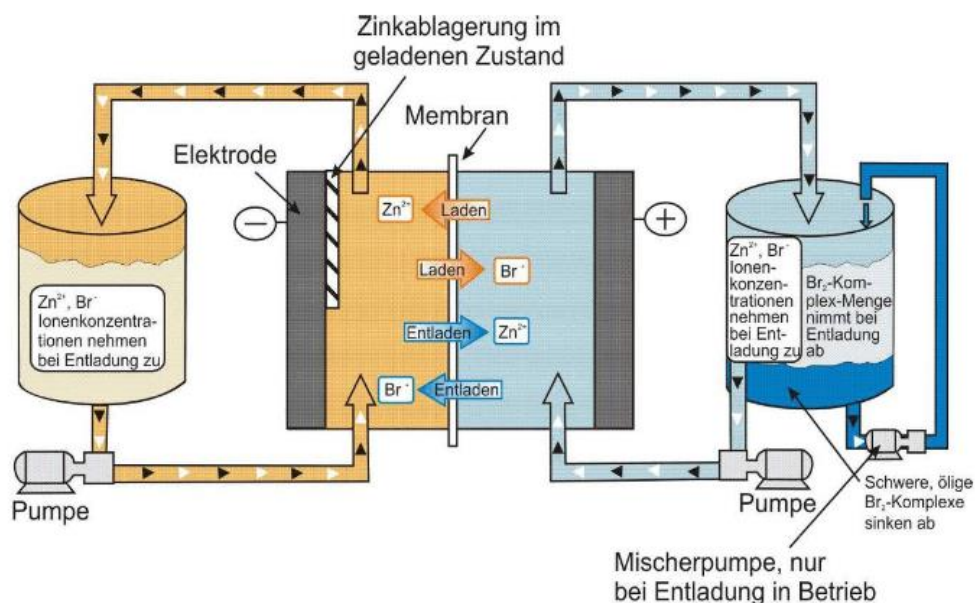


Abbildung 25: Schema eines Hybrid-Flow-Batterie [INT 2009]

Der große Vorteil des Systems Cer-Zink ist, dass in beiden Halbzellen Methansulfonsäure als Elektrolyt verwendet werden kann, weshalb eine Kreuzkontamination keine gravierenden Auswirkungen hat. Weiterhin sind aufgrund der Redoxpaare höhere Energiedichten möglich als mit anderen Flow-Batterien [INT 2009].

3.1.3.7 Metall-Luft-Batterien

Im folgenden Kapitel werden Metall-Luft-Batterien beschrieben, allerdings werden Systeme, die nicht bzw. nur mechanisch (also durch den Austausch der Metallelektrode) aufladbar sind, nicht in die Betrachtung aufgenommen.

Metall-Luft-Batterien nutzen Luftsauerstoff zur Oxidation von Metallen. Dabei werden Elektronen freigesetzt, die über einen externen Stromkreis geleitet werden und somit Strom erzeugen. Aufladbare Systeme verwenden mit Katalysatoren beschichtete poröse Kunststoffstrukturen bzw. metallische Netze als Elektrode. Die Sauerstoffelektrode muss dabei bifunktional arbeiten können, um Luftsauerstoff sowohl reduzieren als auch erzeugen zu können. Als Einsatzmaterial für die Metallanode sind verschiedene Metalle wie z. B. Zink, Aluminium und Magnesium geeignet, jedoch hat sich bisher lediglich Zink bewährt. Die schematische Darstellung des Wirkprinzips einer Zink-Luft-Batterie ist in Abbildung 26 zu sehen.

Zink-Luft-Akkumulatoren erreichen zwar eine hohe Energiedichte von bis zu 300 Wh/kg, dafür sind die realisierbaren Wirkungsgrade mit 50 % sehr gering. Chancen bieten sich aufgrund der Tatsache, dass insbesondere relativ preisgünstige Materialien eingesetzt werden und Luftsauerstoff kostenfrei zur Verfügung steht. Dieser Speichertyp befindet sich jedoch noch in einer frühen Phase der Entwicklung und bietet noch ein hohes Maß an Optimierungspotenzialen [INT 2009].

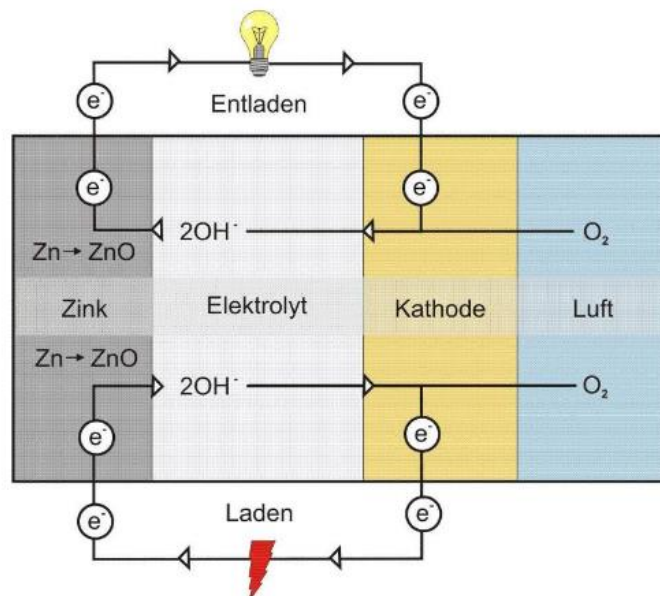


Abbildung 26: Schema eines Metall-Luft-Akkumulators [INT 2009]

Zusammenfassend sind in folgender Tabelle sind wichtige Parameter unterschiedlicher Akkumulatoren zusammengefasst.

Tabelle 6 Technische Parameter verschiedener Akkutypen. [INT 2009]

	η bzw. Ladefaktor [%]	Energiedichte [Wh/kg]	Zyklenzahl [n]	Selbstentladung [% pro Monat]
Bleisäure	80-90	20-50	200-2.000	5
Ni-Cd	57-70	25-80	1.000-4.000	5-20
Ni-MH	70	55-120	300-800	30
Li-Ion	90-95	90-160	300-1.200	5-10
Li-Ion-Polymer		100-144	300-1.000	2-10
NaS	85	130	1.000-2.500	+
VRB	72	15-25	>10.000	++

3.1.4 Wasserstoff und Methanisierung

Für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende sind die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu reduzieren und überschüssiger Strom aus Erneuerbaren Energien zu Nutzen. Ein Ansatz ist dabei die Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse sowie eine anschließende synthetische Methanisierung. Bei Bedarf kann durch die Verbrennung des Wasserstoffs bzw. des Methans z. B. in einem GuD-Kraftwerk oder einem BHKW eine Rückverstromung und somit ein stabilisierender Einfluss auf die Netze erfolgen. Die Systemkomponenten zur Herstellung des Wasserstoffs mittels Elektrolyse bzw. für die Methanisierung aus regenerativen Quellen werden nachfolgend beschrieben.

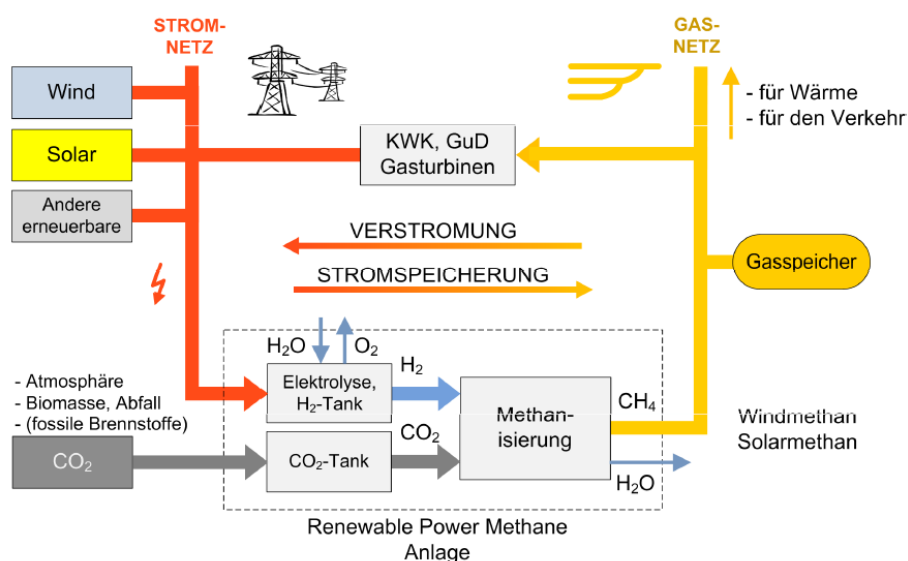


Abbildung 27: Schema Konversionsverfahren zur Wasserstoffherzeugung und Methanisierung aus überschüssigem Strom regenerativer Quellen [Sternier 2011]

Elektrolyse

Zukünftig soll z. B. überschüssiger Strom aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen zur Herstellung von Wasserstoff genutzt werden. Mit der alkalischen Elektrolyse, der PEM-Elektrolyse und der Hochtemperatur-Elektrolyse gibt es drei relevante Verfahren zur Wasserstoffgewinnung, die auf verschiedene Prinzipien zurückgreifen und für unterschiedliche Einsatzmöglichkeiten in Frage kommen.

Zur Bewertung der Verfahren spielt neben dem Wirkungsgrad auch die Flexibilität des Systems eine entscheidende Rolle, da für den Einsatz von Elektrolyseuren zur verbesserten Integration Erneuerbarer Energien in das bestehende Stromnetz das Verhalten im Teillastbetrieb sowie das Verhalten bei An- und Abfahrvorgängen von großer Bedeutung ist. Weitere wichtige Kenngrößen sind Lebensdauer, Verfügbarkeit und Autarkie.

Alkalische Elektrolyse

Bei der alkalischen Elektrolyse wird meist kathodenseitig Wasser in Wasserstoff und OH⁻-Ionen zerlegt, welche über eine mikroporöse bzw. Anionen-leitende Membran zur Anodenseite gelangen und dort zu Sauerstoff und Wasser reagieren. Als Elektroden dienen meist perforierte Bleche mit einer möglichst porösen Oberfläche, die elektrisch leitend mit der Endplatte bzw. bipolaren Trennplatten verbunden sind. Als Elektrolyt kommt in beiden Halbzellen in der Regel 20 - 40 %-ige KOH-Lauge zum Einsatz. Die Tanks in denen die Lauge vorgehalten wird, dienen zugleich als Gas-Flüssig-Separator.

Kommerziell erhältlich sind Systeme mit Durchsätzen zwischen 1 Nm³/h und 760 Nm³/h, was einer elektrischen Leistungsaufnahme zwischen 5 kW und 3.400 kW entspricht. Alkalische Elektrolyseure arbeiten üblicherweise in einem Temperaturbereich zwischen 50 °C und 80 °C, wobei die Stromdichten in der Zelle 200 - 400 mA/cm² betragen.

Der Wirkungsgrad beträgt bei atmosphärisch betriebenen Anlagen ca. 85 % und somit liegt der spezifische Energieaufwand für die Erzeugung eines Normkubikmeters zwischen 4,1 kWh und 4,5 kWh. Bei Druckelektrolyseuren steigt der spezifische Energiebedarf aufgrund des erforderlichen Druckniveaus auf 4,5 - 5 kWh, da für die Verdichtung von atmosphärischen Wasserstoff auf 30 bar ca. 0,2 kWh/Nm³ benötigt werden, weshalb der Wirkungsgrad auf ca. 78 % abfällt.

Die Lebensdauer der technischen Komponente ist sehr stark von der Betriebsweise und den Betriebsparametern abhängig. So beeinflusst z. B. eine höhere Laugenkonzentration im Elektrolyten die Ionenleitfähigkeit positiv, führt jedoch zusätzlich zu einer stärkeren korrosiven Beanspruchung. Anlagen zur alkalischen Elektrolyse sind technisch ausgereifte und zuverlässige Systeme, die eine Lebensdauer von mehr als 50.000 h und eine Verfügbarkeit von ca. 98 % erreichen. Eine Generalüberholung, bei der ein Austausch des Diaphragmas und eine Reaktivierung bzw. ein Ersatz der Elektroden erfolgt, ist in der Regel alle 7 - 12 Jahre erforderlich.

Des Weiteren sind alkalische Elektrolyseure grundsätzlich teillastfähig. Kommerziell verfügbare Anlagen können auf 20 - 40 % ihrer Nennleistung heruntergefahren werden, wobei jedoch die

Qualität des erzeugten Gases absinkt. Dies hängt damit zusammen, dass die Mechanismen, welche die Verunreinigungen hervorrufen, nahezu unabhängig von der Last sind und einem sinkenden Massenstrom an Produktgas ein annähernd konstanter Massenstrom an Störstoffen gegenüber steht. Folglich steigt die Gesamtkonzentration an Verunreinigungen an. Dies kommt speziell bei Druckelektrolyseuren wegen der starken Querdiffusion zum Tragen. Durch eine Trennung der Laugenströme könnte die Verunreinigung reduziert und die Teillast sogar bis auf 5 % der Nennlast heruntergefahren werden.

Bezüglich der Dynamik der Elektrolyseure kann festgehalten werden, dass die elektrochemischen Reaktionen annähernd ohne Verzögerung reagieren. Zeitkritisch ist vielmehr das Verhalten der nachgeschalteten Systemkomponenten, wie z. B. Pumpen, Druckregler oder Produktgas-Separatoren. Weiterhin bleibt zu bedenken, dass sowohl Lastwechsel als auch An- und Abfahrprozesse Temperaturwechsel zur Folge haben, die Material und Komponenten mechanisch beanspruchen und die Lebensdauer der Anlage senken. Zudem müssen beim Hochfahren der Anlagen teilweise aufwändige Spülvorgänge durchgeführt werden.

PEM-Elektrolyse

Bei der PEM-Elektrolyse wird Wasser an der Anodenseite zugeführt und in Wasserstoff-Protonen sowie Sauerstoff zerlegt. Die Wasserstoff-Protonen diffundieren durch die Proton-Exchange-Membrane (PEM) zur Kathode, wo diese durch die Elektronenaufnahme zu einem Wasserstoffmolekül reagieren.

Kommerziell erhältlich sind Systeme mit einer Leistung zwischen 0,06 Nm³/h und 30 Nm³/h Wasserstoff. Auch bei den PEM-Elektrolyseuren zeigt sich, dass der Wirkungsgrad stark von der Anlagengröße abhängt. Anlagen mit einem Durchsatz von mehr als 10 Nm³/h erreichen einen spezifischen Energieverbrauch von deutlich weniger als 6 kWh/Nm³, während Anlagen die weniger als einen Normkubikmeter in der Stunde produzieren zwischen 6 kWh/Nm³ und 8 kWh/Nm³ benötigen.

Die Lebensdauer von PEM-Elektrolyseuren konnte in den vergangenen Jahren mittels einer geschickten Betriebsführung zur Vermeidung lokaler Überhitzungen gesteigert werden. Begrenzende Komponente für die Lebensdauer ist die Membran, die meist aus Nafion besteht.

PEM-Elektrolyseure können auf ca. 5 % der Nennleistung heruntergeregelt werden und eignen sich daher sehr gut für eine teillastfähige Betriebsweise. Jedoch sinkt auch bei den PEM-Elektrolyseuren die Qualität des Produktgases im Teillastbetrieb.

Abgesehen von ihrer Teillastfähigkeit zeichnen sich PEM-Elektrolyseure durch ihr dynamisches Verhalten aus. Weiterhin können PEM-Elektrolyseure sogar kurzzeitig Überlasten verkraften. Zu beachten ist, dass durch die Temperaturschwankungen beim An- und Abfahren auch bei PEM-Elektrolyseuren thermische Spannungen auftreten, die die Lebensdauer der Anlage negativ beeinflussen können.

Tabelle 7 Technische Parameter verschiedener Typen von Elektrolyseuren [Smolinka 2010]

Technologie		AEL	PEMEL	HTEL
Temperaturbereich	°C	40-90	20-100	700-1000
Ladungsträger		OH ⁻	H ⁺	O ²⁻
Lebensdauer	h	90.000	20.000	
Spannungswirkungsgrad	%	62-82	67-82	
Spez. Energieverbrauch	kWh/Nm ³	4,5-7,0	4,5-7,5	

Wasserstoffspeicher

Nach der Elektrolyse muss der erzeugte Wasserstoff zwischengespeichert werden. Dabei ist für die bedarfsgerechte Bereitstellung von Energie durch einen chemischen Energieträger dessen Speicherfähigkeit von großer Bedeutung. Wegen seiner geringen Dichte im Normzustand weist Wasserstoff nur einen sehr geringen volumetrischen Energiegehalt von 2 MJ/l (ca. 560 Wh/l) auf, was im Vergleich zu dem hohen gravimetrischen Energiegehalt von 120 MJ/kg (ca. 33,3 kWh/kg) stark abfällt. Vor diesem Hintergrund zielen Ansätze zur Speicherung von Wasserstoff stets darauf ab, den volumetrischen Energiegehalt des Wasserstoffes zu erhöhen.

Weitere Schwierigkeiten ergeben sich dadurch, dass Wasserstoff das kleinste Element ist und leicht aus den Speicherbehältnissen entweichen kann. Außerdem neigt Wasserstoff dazu, in verschiedene Strukturen bzw. Materialien zu diffundieren. Nachteilig daran ist, dass es auf diese Weise zur Versprödung von Werkstoffen kommen kann [Tzimas 2003]. Nachfolgend werden verschiedene Varianten zur Speicherung von Wasserstoff vorgestellt.

Druckgas-Speicher

Bei der Druckgasspeicherung wird Wasserstoff stark verdichtet und in speziellen Behältern, meist zylindrische Flaschen, gespeichert. Während in Demonstrationsvorhaben bereits Speicherdrücke bis 850 bar erreicht wurden, gelten Speicherdrücke bis 450 bar als Stand der Technik [Trudewind 2007]. Um für mobile Anwendungen akzeptable volumetrische Energiedichten zu ermöglichen, muss ein Druckniveau von ca. 700 bar angestrebt werden [Garche 2001]. Berechnet man das Tanksystem, so wird bei einer Verdichtung auf 700 bar eine gravimetrische Energiedichte von 5 - 6 MJ/kg (ca. 1.530 Wh/kg) und eine volumetrische Energiedichte von 3 - 4 MJ/l (ca. 972 Wh/kg) erreicht [Höhlein 2004]. In Abhängigkeit vom Druckniveau stellen sich bei der Verdichtung Verluste zwischen 5 % bis 10 % ein [Garche 2001].

Während der Verdichtung verhält sich Wasserstoff nur bis ca. 100 bar wie ein ideales Gas. Um ein höheres Druckniveau zu erreichen, muss aufgrund der ausgeprägten Polarität der Wasserstoffmoleküle deutlich mehr Energie aufgewendet werden, als für die Verdichtung eines idealen Gases benötigt werden würde [Tzimas 2003].

Um den hohen Drücken und den besonderen Anforderungen des Wasserstoffs hinsichtlich der Dichtigkeit des Systems gerecht zu werden, werden für die Tanks vorzugsweise Kompositwerkstoffe eingesetzt. Der Kern des Tanks besteht meist aus Aluminium oder einem Polymer mit einer möglichst geringen Permeationsrate für Wasserstoff und wird von kohlefaserverstärktem Material umhüllt.

Flüssig-Speicher

Eine andere Möglichkeit zur Speicherung von Wasserstoff besteht in dessen Verflüssigung. Da Wasserstoff unter Normdruck eine Siedetemperatur von 20,2 K aufweist, ist für eine Verflüssigung eine kryogene Kühlung und damit ein großer Energieaufwand erforderlich. Ein Speicher mit flüssigem Wasserstoff weist bei Normdruck eine gravimetrische Energiedichte von ca. 7 - 8 MJ/kg (ca. 2.000 Wh/kg) und eine volumetrische Energiedichte von 3 - 4 MJ/l (ca. 972 Wh/l) auf, für die Verflüssigung werden jedoch ca. 35 % des Energiegehaltes im Wasserstoff aufgewendet.

Abgesehen davon treten Abdampfverluste von ca. 0,1 - 1 % pro Tag auf, was eine längerfristige Speicherung von verflüssigtem Wasserstoff unmöglich macht. Um die thermischen Verluste zu minimieren werden doppelwandige Tanks mit evakuierten Zwischenräumen und speziellen Beschichtungen eingesetzt. So konnte die Druckhaltezeit bereits deutlich verlängert werden. Darunter versteht man die Zeitspanne, die vergeht bis beim ruhenden Tank über das Sicherheitsventil Wasserstoff ausgeblasen wird, um den Druckanstieg zu begrenzen, der aufgrund des Eintrags von Wärme in den Speicher auftritt [Garche 2001, Höhle 2004, Trudewind 2007].

Tabelle 8 Technische Parameter verschiedener Wasserstoffspeicher

	Druck	grav. Energiedichte	vol. Energiedichte	Verluste
Normzustand	atm.	120 MJ/kg	2 MJ/l	
Druckgas	700 bar	5-6 MJ/kg	3-4 MJ/l	5-10 %
Verflüssigung	atm.	7-8 MJ/kg	3-4 MJ/l	35% (Verflüssigung) 0,1-1%/d (Abdampfverluste)

Metall-Hydrid-Speicher

Durch die reversible Absorption von Wasserstoff sind Metall-Hydrid-Speicher in der Lage Wasserstoff sicher zu speichern. Mit Niedertemperatur-Hydrid-Speichern können Energiedichten von ca. 1,5 MJ/kg (ca. 417 Wh/kg) realisiert werden, während Hochtemperatur-Hydrid-Speicher 4 MJ/kg (ca. 1.100 Wh/kg) erreichen [Garche 2001, Tzimas 2003, Trudewind 2007].

Rückverstromung Wasserstoff

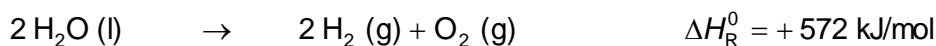
Mögliche *Rückverstromungsszenarien* für den aus der Elektrolyse gewonnenen Wasserstoff wären z. B. die zentrale Rückverstromung oder die Einspeisung von H₂ in das Erdgasnetz. Die Idee Wasserstoff bei Bedarf zukünftig in einem Gas- und Dampfturbinenprozess wieder zu verstromen, erfordert allerdings zusätzlich einen hohen Forschungsbedarf bzgl. der Optimierung der bestehenden Gasturbinen, da Verbrennungstemperaturen von ca. 3.200 °C erreicht werden [Stanca 2011].

Methanisierung

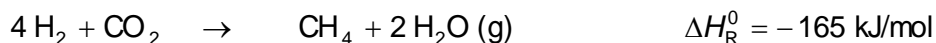
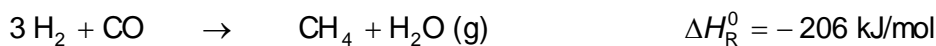
Basierend auf den Forschungsergebnissen des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) werden momentan Wege zur Herstellung von synthetischem Methangas aus regenerativ erzeugtem Wasserstoff (z. B. mittels überschüssigem Strom aus Windenergie- oder Photovoltaikanlagen) analysiert. Neben der Methanisierung, also der Gewinnung von Methan, wird aktuell die Herstellung alternativer Kohlenwasserstoffe, wie z. B. Methanol, diskutiert.

Der Reaktionsablauf der Wasserelektrolyse gefolgt von der Methanisierung wird über die nachfolgenden chemischen Reaktionen definiert. Bei der H₂-Methanisierung wird die exotherme Sabatier-Reaktion genutzt [PowertoGas 2012]:

Redoxreaktion Wasserelektrolyse



Methanisierungsreaktion



Wassergas - Shift - Reaktion



Man unterscheidet verschiedene Verfahrenstypen zur Methanisierung. Die thermochemische Methanisierung erfolgt mittels heterogener Katalyse in einer Gasphasenreaktion. Diese thermochemische Konversion benötigt eine Temperatur von etwa 400 °C.

Bei der biochemischen Methanisierung erfolgt die Umwandlung von Kohlendioxid und Wasserstoff zu Methan durch Mikroorganismen, den sogenannten methanogenen Archaeen. Dabei handelt es sich um natürliche Spezies, die in vielen Bereichen unserer Umwelt präsent sind (Sümpfe, Sedimente von Seen). Die biochemische Methanisierung wird in Bioreaktoren, vergleichbar mit Biogasanlagen bei Temperaturen zwischen 35 °C und 60 °C durchgeführt.

Das für die Methanherzeugung benötigte CO₂ kann aus verschiedenen Quellen bezogen werden, u. a. aus Industrie- bzw. Kraftwerksprozessen oder aus der Atmosphäre, was jedoch mit einem hohen Energieaufwand verbunden ist. Aufgrund seiner Klimaneutralität wird allerdings biogenes CO₂ aus Biomethananlagen favorisiert, da bereits viele Anlagen über eine Gasaufbereitung und eine Einspeisung in das Erdgasnetz verfügen. Derzeit werden in deutschen Biomethananlagen jährlich ca. 290 Mio. m³ hochkonzentriertes CO₂ produziert. Zusätzlich wird der Ausbau der

Biomethanerzeugung durch die Bundesregierung mit dem Ziel gefördert, bis zum Jahr 2030 die Aufbereitungskapazitäten um das ca. 30-fache zu erhöhen.

Theoretisch werden bei der Methanisierung Nutzungsgrade von maximal 55 bis 65 % erzielt, welche sich aus dem Verhältnis von Erneuerbarem Strom zu erzeugtem synthetischen Methangas ergeben. Allerdings nimmt bei einer Rückverstromung des synthetischen Methans z. B. in GuD-Kraftwerken der Gesamtwirkungsgrad weiter ab und ist vergleichbar mit den Wirkungsgraden der Wasserstoffspeicher, welche ideal zwischen 20 - 40 % liegen.

Trotz des schlechten Wirkungsgrades im Vergleich zu anderen Speichertechnologien ist der große Vorteil dieses Ansatzes, dass mit dem deutschen Erdgasnetz und den flexiblen GuD-Kraftwerken bereits bestehende Technik und Infrastruktureinrichtungen genutzt werden können und problemlos eine langfristige Speicherung von Energie möglich ist. Das Produkt Methan wiederum kann flexibel in den Bereichen Strom, Wärme und Mobilität mit ausgereiften Technologien wie z. B. Gaskraftwerken, Erdgas-Fahrzeugen, Gasbrennwertkesseln oder Erdgas-BHKW-Systemen eingesetzt werden [Jentsch 2011, Sterner 2011].

Aktuelle Forschungsaktivitäten zur Wasserstoffspeicherung und zur Herstellung von Kohlenwasserstoffen bzw. der Methanisierung, welche sich noch in einer frühen Phase der Entwicklung befinden, werden in Kapitel 4.1.4 beschrieben.

3.2 Wärmespeicher

Die Wärmespeicherung wird in latente, sensible oder thermochemische Systeme differenziert. Sensible Wärmespeicher verändern bei der Be- und Entladung ihre fühlbare Temperatur. Bei latenten Wärmespeichern wird die Wärmeenergie genutzt, die bei einem Phasenübergang von flüssig zu fest, gasförmig zu flüssig oder umgekehrt abgegeben bzw. aufgenommen wird. Thermochemische Varianten speichern Wärme durch eine endotherme Reaktion und geben diese über eine exotherme Reaktion wieder frei. Zu den thermochemischen Speichern zählen neben den Speichern mit reversiblen chemischen Reaktionen auch die Sorptionsspeicher, welche Wärme durch Desorption von einem Arbeitsmedium (meist Wasser) speichern und bei Bedarf durch Ad- bzw. Absorption wieder abgeben. Ein Vergleich der Speicherkonzepte bzgl. der Energiedichte und des Entwicklungsstands ist in Abbildung 28 zu sehen.

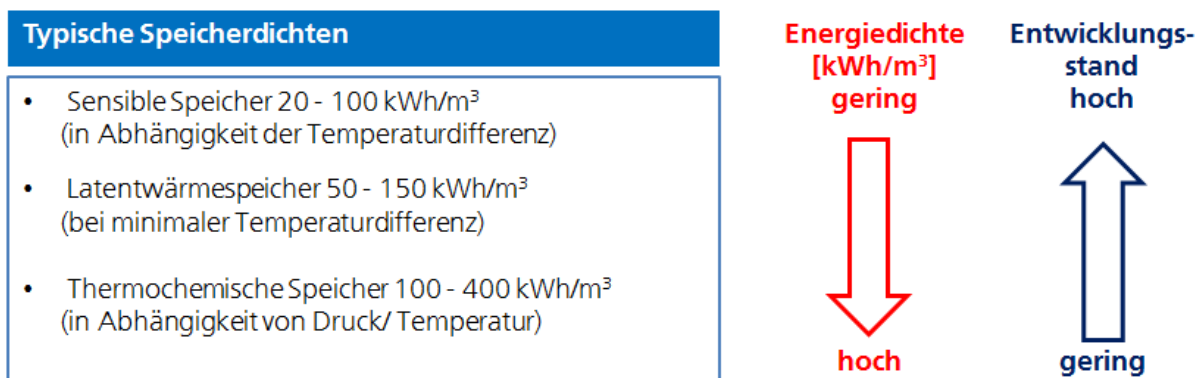


Abbildung 28: Vergleich der Speicherdichten von Wärmespeichern [Laing 2012]

In den anschließenden Kapiteln wird die Funktionsweise und der Stand der Technik der sensiblen, latenten sowie thermochemischen Wärmespeichersysteme erläutert.

3.2.1 Sensible Speicher

Sensible oder kapazitive Speicher sind die am häufigsten eingesetzten Wärmespeicher. Das physikalische Grundprinzip der Energiespeicherung ist bei allen Systemen gleich. Bei der Beladung wird einem Speichermedium Wärme zugeführt und somit auf ein höheres Temperaturniveau gebracht. Die Kapazität des Speichers wird von dessen Masse in Verbindung mit der spezifischen Wärmekapazität sowie dem realisierten Temperaturunterschied bestimmt. Bei der Entladung wird der Prozess umgekehrt und dem Speichermedium Energie entzogen, wodurch die Temperatur abnimmt.

Aufgrund der Temperaturdifferenz zwischen Speicher und Umgebung entstehen zwangsläufig Wärmeverluste, so dass neben einer guten Isolierung des Speichers auch ein optimales Verhältnis aus Oberfläche und Volumen angestrebt werden sollte.

Die Be- bzw. Entladung der Speicher erfolgt sowohl direkt als auch indirekt über Wärmeübertrager. Bei der direkten Be- und Entladung, wie es z. B. bei Heizungssystemen von Wohnräumen der Fall sein kann, dient das Speichermedium zugleich als Wärmeträgermedium bzw. als Nutzenergeträger. Am Beispiel der Raumheizung wird das warme Wasser direkt aus dem Speicher zunächst zu den Wärmeabnehmern, wie Radiatoren etc., und danach wieder zurück in den Speicher geleitet.

Bei der indirekten Be- und Entladung hingegen werden Wärmeübertragungssysteme zwischen das Speichermedium und das »Arbeitsmedium« geschaltet. Somit können die Temperaturprofile in Speichern besser reguliert sowie Mehrkomponentensysteme, bei denen z. B. klassische Speicherbeladungssysteme über eine Gastherme mit einer solaren Heizung kombiniert sind, besser realisiert werden.

Die am häufigsten eingesetzten sensiblen Speicher sind die Warmwasserspeicher, deren Einsatz jedoch nur bei Temperaturen von unter 100°C möglich ist. Bei höheren Temperaturen finden andere Flüssigkeiten, z. B. flüssige Salze oder Feststoffe, Verwendung. Umgesetzte Projekte im Bereich der sensiblen Speicher sind u. a. der Heißwasser-Wärmespeicher in Friedrichshafen mit einem Wasservolumen von 12.000 m³, der Kies-Wasser-Wärmespeicher in Steinfurt mit einem Wasservolumen von 1.500 m³ oder der Erdsonden-Wärmespeicher in Neckarsulm (nach Endausbau 140.000 m³) [Kerskes 2008].

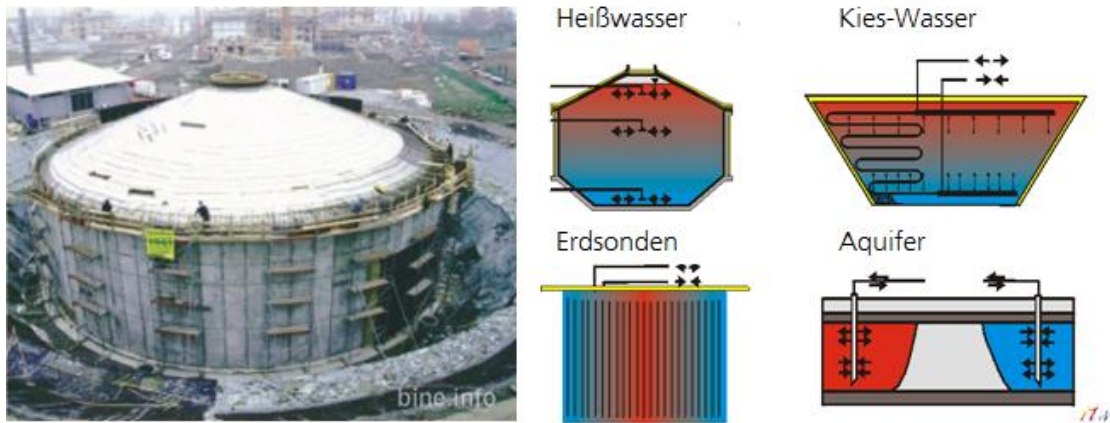


Abbildung 29: Heißwasser-Wärmespeicher Friedrichshafen und Baukonzepte sensibler Langzeitspeicher [BINE 2001, ITW 2012]

Nach der Art des eingesetzten Mediums werden die sensiblen Speicher in Fluid- oder Feststoffspeicher sowie nach der Speicherdauer in Kurz- oder Langzeitspeicher untergliedert. Zudem existieren sogenannte Hybridspeicher, welche zumeist Verfahrenskombinationen für die Kurz- und Langzeitspeicherung darstellen. Eine weitere Form von Hybridspeichern besteht aus einer Kombinationen von flüssigen und festen Speichermedien, wie es z. B. beim Kies-Wasser-Speicher der Fall ist.

In Tabelle 9 sind volumetrische Wärmekapazitäten für flüssige und feste Speichermedien bei 20 °C und der in der Praxis genutzte Temperaturbereich wiedergegeben.

Tabelle 9: Spezifische Wärmekapazität ausgewählter flüssiger und fester Speichermedien bei ca. 20 °C und der in der Praxis eingesetzte Temperaturbereich [Oertel 2008]

Medium	Temperaturbereich [°C]	Spezifische Wärmekapazität [kJ/(kg K)]	Volumetrische Wärmekapazität [kJ/(m ³ K)]
Wasser	0 - 100	4,19	4175
Kies, Sand	0 - 800	0,71	1278 - 1420
Granit	0 - 800	0,75	2062
Beton	0 - 500	0,88	1672 - 2074
Ziegelstein	0 - 1000	0,84	1176 - 1596
Eisen	0 - 800	0,47	3655
Wärmeträgeröl	0 - 400	1,6-1,8	1360 - 1620
Kies-Wasser- Schüttung (37 Vol.-% Wasser)	0 - 100	1,32	2904
Salzschmelze (53 KNO₃ + 40 NaNO₂ + 7 NaNO₃)	150 - 450	1,3	1725 - 1970

In den beiden folgenden Abschnitten werden die verschiedenen Wirkverfahren sensibler Speicher nach der Verwendung als Kurzzeit- bzw. Langzeitspeicher aufgeführt.

3.2.1.1 Kurzzeitspeicher

Heißwasserspeicher

Der Heiß- oder auch Warmwasserspeicher kann entweder direkt oder indirekt über Wärmetauschersysteme be- und entladen werden. Dabei befindet sich das Wasser in einem isolierten Behälter, welcher je nach Anwendungsfall unterschiedliche Geometrien aufweisen kann. Die direkt beladenen Speicher in Heizungsanlagen werden in der Regel als Schichtenspeicher ausgeführt. Sie nutzen den Dichteunterschied zwischen kaltem und warmem Wasser für die Bildung stabiler Schichten und verfügen über einen oben liegenden Anschluss für warmes Wasser und einem am Speicher unten angeordneten Anschluss für kaltes Wasser. Bei der Beladung wird warmes Wasser von oben in den Speicher eingeführt, wobei zeitgleich die gleiche Menge kaltes Wasser am unteren Ende entnommen wird. Im Fall der Entladung wird die Strömungsrichtung umgekehrt. Bei den indirekt über Wärmeübertragungssysteme be- und

entladenen Speichern bleibt die Menge des Speichermediums konstant. Die Energiespeicherung ereignet sich durch die Erhöhung der Temperatur im Speicher.

Bei Temperaturen unter 100 °C und einem Speichervolumen von einigen Hundert Litern bis wenigen Tsd. Litern wird in Ein- und Mehrfamilienhäusern die Wärmeversorgung mit Hilfe von Warm- bzw. Heißwasserspeichern unterstützt. Die Systeme dienen als sogenannte Pufferspeicher. Die Beladung kann dabei sowohl mit dezentralen Verbrennungsanlagen, welche fossil mit Gas und Öl oder regenerativ mit Biomasse befeuert werden, als auch mit solarthermischen Systemen erfolgen. Bei reinen solarthermischen Systemen wird oft eine elektrische Zusatzheizung, die direkt im Speicher verbaut ist, zum Ausgleich von Lastspitzen und zur Überbrückung von sonnenarmen Tagen eingesetzt.

Im größeren Maßstab können Wasserspeicher als Puffer bei Blockheizkraftwerken (BHKW) dienen. Stromgeführte BHKW werden zu Zeiten geringen Strombedarfs auf Teillast gefahren bzw. abgestellt. Alternativ kann das BHKW auf konstanter Last gefahren und die Wärmeenergie mittels Wasserspeicher zwischengespeichert werden. Die angeschlossenen Wärmeabnehmer können bei Bedarf über den Pufferspeicher versorgt werden.

Aus Kostengründen bzw. mit dem Ziel eines einfachen Systemaufbaus kommen oft ein oder mehrere innere Wärmeübertrager zum Einsatz. In den letzten Jahren konnte ein Zuwachs an Kombianlagen (Kombination der solaren Trinkwassererwärmung und Raumheizung) verzeichnet werden. Diese spezifisch größeren Anlagen sind nicht nur hydraulisch und regelungstechnisch aufwändiger, auch der Speicheraufbau und dessen Management sind umfangreicher [Rummich 2010, TU Chemnitz 2009].

Dampfspeicher

Dampfspeicher bestehen aus einem oder mehreren druckdichten Stahlkesseln, die mit Wasserdampf beladen werden, welcher anschließend auskondensiert. Die Wassertemperatur im Speicher entspricht der Siedetemperatur, welche, aufgrund des Drucks von bis zu 10 bar [Steinmann 2009], über 100 °C liegen kann. Charakteristisch ist eine schnelle Verfügbarkeit der gespeicherten Energie.

Der Einsatz von Dampfspeichern in industriellen Prozessen mit fluktuierenden Lastspitzen, wie Brauereien, Molkereien etc. ist bereits Stand der Technik. Vor allem in der Lebensmittelindustrie sind diese als Kurzzeitspeicher etabliert. Bei Dampfentnahme fällt allerdings der Druck im Speicher ab, wodurch sich die Sattdampf Temperatur und somit das auskoppelbare Temperaturniveau verringern. Aus diesem Grund sind die Dampfspeicher für den Einsatz als Langzeitspeicher nicht geeignet, da sie kein konstantes Druck- und Temperaturniveau liefern können.

Thermalölspeicher

Der Thermalölspeicher findet vergleichbar mit dem Wasserspeicher nur zur Überbrückung kurzer Zeiten Anwendung. Zum Einsatz kommen verschiedene mineralische Erdöl-Destillate oder synthetisch hergestellte, die höhere Speichertemperaturen von bis zu 400 °C ermöglichen [Albrecht 2000].

Aufgrund der höheren Temperaturen können Thermalölspeicher neben der klassischen Wärmebereitstellung für Gebäude und Wohnräume auch für die Bereitstellung von Prozesswärme sowie Prozessdampf genutzt werden. Beispielsweise kann Prozessdampf bis ca. 160 °C bei etwa 6 bar erzeugt werden, wodurch der Einsatz in verschiedenen Branchen wie Papier-, Lebensmittel- oder Holzindustrie ermöglicht wird.

Die Vorlauftemperaturen dieses Speichertyps betragen durchschnittlich -50 bis 400 °C. Die Be- und Entladung erfolgt in der Regel indirekt über Wärmeübertragungssysteme, wodurch das zum Teil umweltschädliche Thermalöl in einem geschlossenen Kreislauf gefahren werden kann. Zu beachten ist die Dichtheit der Systeme, da über Mikrorisse in den Wärmeübertragern Thermalöl in die weiteren Kreisläufe – meist Wasser bzw. Rauchgas – gelangen und somit das System negativ beeinträchtigen kann [Albrecht 2000].

Flüssigsalze

Höhere Betriebstemperaturen als mit Thermalölspeichern werden durch Flüssigsalze erzielt. Bei einer Wärmeübertragung mittels Salzschnmelzen kann der Temperatureinsatzbereich der Flüssigsalze zwischen 150 - 550 °C (Vorlauftemperatur) variieren. Wärmeträger sind meist eutektisch schmelzende Gemische von zwei oder mehreren Salzen, da sich die Gemische durch einen niedrigeren Schmelzpunkt sowie eine höhere Wärmeübertragungsfähigkeit als reine Salze auszeichnen. Vorteile der Flüssigsalze innerhalb der sensiblen flüssigen Speicher sind insbesondere die geringe Viskosität, die hohe Wärmekapazität sowie die guten Wärmeübertragungseigenschaften bei drucklosem Betrieb. Des Weiteren sind die Salzschnmelzen preiswert und besitzen eine hohe Dauerstandfestigkeit. Als Speichermedium werden bereits verschiedene Salze sowie Salzmischungen von mehreren Herstellern angeboten. Eingesetzte Salze bestehen in der Regel aus einem ternären eutektisch schmelzenden Gemisch aus NaNO₂, NaNO₃ und KNO₃ oder aus einem binären Gemisch von 45 % NaNO₂ und 55 % KNO₃. Ausgewählte Stoffdaten, u. a. die Schmelztemperatur, der Salzmischungen sind in Tabelle 10 zu sehen. Der Einsatzbereich der zwei Salzmischungen ist auf 550 °C begrenzt, danach findet eine thermische Zersetzung statt.

Tabelle 10: Materialparameter häufig verwendeter Salzgemische für die Wärmespeicherung

Salz- gemisch	Schmelz- temp. [°C]	Schütt- gewicht [kg/m ³]	spez. Gewicht erstarrtes Salz [kg/m ³]	Wärme- kapazität [kJ/kgK]	Temperatur- bereich [°C]
NaNO₂/ NaNO₃/ KNO₃	142	1.200	2.100	1,56	200 - 500
NaNO₂/ KNO₃	141	1.200	2.050	1,52	200 - 500

Sowohl die Wärmezufuhr als auch die -abfuhr erfolgen in der Regel über indirekte Wärmeübertragungssysteme. Die Temperatur der Flüssigsalze muss dabei über dem Schmelzpunkt gehalten werden, da bei einer Erstarrung der Schmelze der Prozess zum Erliegen kommt. Anschließend können alle Leitungen, welche nicht direkt beheizt werden können, nicht mehr weiter benutzt werden. Somit sind die Speicherzeiten von Flüssigsalzspeichern begrenzt. Da Salzschnmelzen bei Leichtmetallen zu starken Reaktionen neigen, sind diese in Kombination zu vermeiden.

Die hohen Speichertemperaturen ermöglichen jedoch den Einsatz dieser Technologie in neuen Anwendungsfeldern. Die Pufferung von Wärme bei konzentrierenden solarthermischen Kraftwerken (Parabolrinnen-, Solarturmkraftwerk etc.) zur Überbrückung von Schattenzeiten bis hin zur 24 - stündigen Stromerzeugung steht dabei im Fokus. Die Anlagengrößen streuen in einem weiten Bereich zwischen einigen 100 kW bis über 150 MW [Albrecht 2000].

Feststoffspeicher

Sensible Feststoffspeicher können aus kompakten Feststoffen oder aus Schüttungen bestehen, wie z. B. Kies, Beton oder Eisen. Die Feststoffspeicher sollten eine hohe spezifische Wärmekapazität sowie Stoffdichte aufweisen, damit in einem relativ kleinen Volumen möglichst viel thermische Energie gespeichert werden kann. Bei kompakten Feststoffspeichern erfolgt z. B. im Aufheizfall die Wärmeübertragung mittels Wärmeübergang auf die möglichst große Oberfläche des Speichers. Eine große Oberfläche lässt sich durch ein gut strukturiertes Kanalsystem gestalten, welches vom fluiden Wärmeträger durchströmt wird. An den Wärmeübergangsprozess schließt der Wärmeleitungsprozess an, der für eine Verteilung der thermischen Energie im Speicher sorgt. Die Schaffung einer großen Oberfläche zur Wärmeübertragung durch den Aufbau eines strukturierten Kanalsystems gestattet es zusätzlich Belade- und Entladezeiten prozessabhängig zu gestalten. Schüttungen als Feststoffwärmespeicher zeichnen sich durch eine große Wärmeübertragungsfläche aus. Das Fluid, das zur Erwärmung des Speichers seine thermische Energie an die Schüttgutpartikel übergibt, strömt durch ein Labyrinth von Kanälen. Durch den ständigen Wechsel der Strömungsrichtung und die Fluktuation der Geschwindigkeit wird eine intensive

Wärmeübertragung realisiert. Feststoffwärmespeicher, die aus Schüttgütern aufgebaut sind, können in kleineren Baugrößen realisiert werden als kompakte Feststoffspeicher mit strukturiertem Kanalsystem (z. B. Cowper und Pebble Heater s. Abbildung 30).

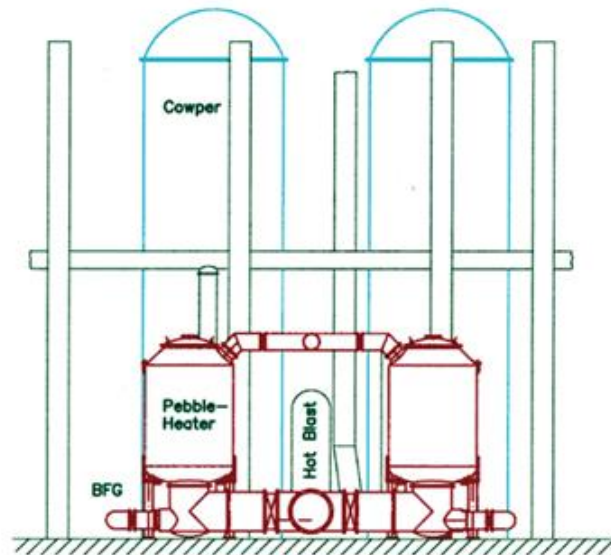


Abbildung 30: Größenvergleich Cowper und Pebble Heater [Brotzmann 1998]

Die äußere Hülle der Feststoffspeicher muss einen hohen thermischen Widerstand aufweisen, damit keine Energie nach außen übertragen wird. Es ist eine effektive Wärmedämmung zu realisieren.

Die Auswahlkriterien für das mineralische bzw. keramische Schüttgut setzen sich aus den thermischen und mechanischen Materialeigenschaften im Arbeitsbereich, der Langzeitstabilität und den Materialkosten zusammen. In der Tabelle 11 und Tabelle 12 werden relevante Daten für technisch häufig eingesetzte Schüttgüter angegeben. Die notwendige Temperaturwechselbeständigkeit ist für alle in den Tabellen aufgeführten Materialien nachgewiesen.

Tabelle 11: Spezifische Daten ausgewählter Schüttgüter

Bezeichnung	Name	Partikel- Durchmesser d_p [mm]	Schüttdichte $\rho_{\text{Schütt}}$ [kg/m ³]	Leerraum- anteil ϵ
Alcoa-Kugeln	Alcoa 3/16"	4,8	2350	0,375 - 0,4
Duranit-Kugeln	Duranit-Inert ¼"	6,4	1400	0,40 - 0,45
Eifellava-Split	Eifellava 4/8	6,1	1120	0,46 - 0,47
Basalt-Split	Basalt 5/8	6,6	1600	0,46
Diabas-Split	Diabas 5/8	6,2	1580	0,44

Tabelle 12: Mittlere Stoffwerte ausgewählter Schüttgüter

Bezeichnung	Name	Feststoff- dichte ρ [kg/m ³]	Mittlere spezifische Wärmekapazität \bar{c}_p [J/(kg K)]	Mittlere Wärmeleit- fähigkeit $\bar{\lambda}$ [W/(m K)]	Wärmeaus- dehnungs- koeffizient α [10 ⁻⁶ /K]
Alcoa-Kugeln	Alcoa 3/16 "	3950	1090	2,1	7,3
Duranit-Kugeln	Duranit-Inert 1/4 "	2450	840	1,7	4,7
Eifellava-Split	Eifellava 6/8	2100	1100	1,4	5,5
Basalt-Split	Basalt 5/8	2950	1004	1,7	9,1
Diabas-Split	Diabas 5/8	2820	980	1,8	9,1

Keramikkugeln liegen in einem sehr hohen Preissegment, besitzen allerdings gute Speichereigenschaften und können als Energiespeicher für Hochtemperaturen Anwendung finden. Nachteilig ist jedoch das große benötigte Speichervolumen und die daraus resultierenden hohen Kosten. Demgegenüber hat Eifellava eine sehr poröse Struktur und weist nur eine geringe mechanische Festigkeit auf, die Langzeitstabilität ist somit nicht gegeben. Der preisgünstigste Basalt-Split hat sowohl gute thermische als auch mechanische Eigenschaften und ist zudem langzeitstabil. Aus diesem Grund gilt Basalt-Split als ein potentielles Speichermedium für zukünftige Untersuchungen zur Wärmespeicherung.

Feststoffspeicher sind vorzugsweise für Hochtemperaturenanwendungen im Einsatz. Bei Einsatztemperaturen bis über 1.300 °C eröffnet diese Form der Wärmespeicherung neue Möglichkeiten und Einsatzfelder. Die Zwischenspeicherung von Wärme in Feststoffspeichern bei konzentrierenden Solarkraftwerken bietet gegenüber den derzeit hauptsächlich eingesetzten Flüssigsalzspeichern entscheidende Vorteile. Hierzu zählt insbesondere der Wegfall der unteren Grenztemperaturen zur Aufrechterhaltung des Prozesses, da die festen Speichermedien beliebig weit und oft abgekühlt werden können. Eine Speicherung der Solarenergie über mehrere Stunden zum Ausgleich von Verschattungen sowie ein 24 - Stundenbetrieb können damit realisiert werden.

Ein weiteres mögliches Einsatzgebiet von Feststoffspeichern ist die Kombination mit Druckluftspeicherkraftwerken (CAES) zur Zwischenspeicherung der bei der Verdichtung anfallenden Wärme (vgl. Kap. 3.1.1.2).

3.2.1.2 Langzeitspeicher

Für die Speicherung von thermischer Energie existieren neben den bereits beschriebenen kurzzeitigen auch eine Reihe von Anwendungen, die eine Wärmespeicherung über mehrere Tage, Wochen und sogar Monate benötigen. Nicht zuletzt der zunehmende Einsatz von

Erneuerbaren Energien erhöht den Langzeitspeicherbedarf, z. B. bei der saisonalen Speicherung von solarer Wärme von den ertragsreichen Sommermonaten in die Herbst- und Wintermonate.

Heißwasserspeicher

Bei den Wasserspeichern gibt es unterschiedliche Ausführungen zur Langzeitspeicherung von Wärme unter 100 °C. Die Einsatztemperaturen liegen in einem Bereich von 30 °C bis 95 °C [Oertel 2008]. Aufgrund der langen Speicherzeiten sind die Oberflächen und die zugehörigen Wärmedurchgangszahlen der Speicheroberflächen von entscheidender Bedeutung. Je kleiner die Wärmedurchgangszahl und je kleiner die Oberfläche im Verhältnis zum Speichervolumen ist, desto weniger Wärmeenergie wird während der Speicherdauer an die Umgebung abgegeben. Neben einer gut isolierten Speicherhülle werden zuverlässig funktionierende Be- und Entladesysteme benötigt, die eine thermische Schichtung im Speicher aufbauen und diese auch im weiteren Verlauf der Speicherung erhalten können. Analog zu den Kurzzeitspeichern sind hierfür grundsätzlich die gleichen Systeme, sowohl direkte als auch indirekte Systeme mit Wärmeübertrager, möglich.

Diese Überlegungen führen zu einer kugel- oder aus herstellungstechnischen Gesichtspunkten zylinderförmigen Bauweise mit hoher thermischer Isolation. Zudem sind aus ökonomischen Gesichtspunkten die Speicher kostengünstig und weitgehend wartungsfrei zu konzipieren [TU Chemnitz 2009, Rummich 2010].

Die folgenden Bauformen von Langzeit-Heißwasserspeichern kommen in der Praxis vor:

- Oberirdischer Tank
- Speicherbecken (künstlicher See)
- Kavernenspeicher
- Speichersystem aus vertikalen Schächten

Für die Wahl der richtigen Bauform ist zumeist eine ökonomische Betrachtung der Randbedingungen nötig. Ein gängiger Einsatzfall für den oberirdischen Tank, der in Form eines Betonzylinders bzw. bei kleinen Bauformen als Metallzylinder ausgeführt wird, sowohl im Einfamilien- als auch im Mehrfamilienhaus, ist die saisonale Speicherung von solarer Wärme von den Sommermonaten in den Winter. Um sowohl die Speichergröße als auch die Kollektorfläche möglichst gering zu halten, wird eine gute thermische Isolation benötigt. Betonierte Speicherbecken hingegen, die im Erdreich versenkt werden, finden meist Anwendung bei der saisonalen Wärmespeicherung in Wohnvierteln, welche größere Speicherkapazitäten benötigen. Mit einem Speichervolumen von mehreren Tausend m³ werden solare Deckungsanteile von 30 bis 60 % erzielt, jedoch ist eine derartige Anlage erst ab einer Größe von ca. 100 Wohneinheiten mit jeweils 70 m² beheizter Wohnfläche wirtschaftlich sinnvoll [Beikircher 2011, Oertel 2008].

Wasser-Kies-Speicher

Wasser-Kies-Speicher beruhen auf dem Funktionsprinzip von Heißwasserspeicher, allerdings dient als Speichermedium nicht reines Wasser, sondern ein Wasser-Kies-Gemisch. Mit wasserdichter Folie versiegelte Gruben werden mit dem Kies-Wasser-Gemisch gefüllt. Die

Wärmeübertragung erfolgt auch hier über einen direkten Wasseraustausch oder indirekt über Rohrschlangen.

Durch die geringere Wärmekapazität von Kies gegenüber Wasser erhöht sich das benötigte Speichervolumen gegenüber reinen Heißwasserspeichern um ca. 30 - 50 % [Oertel 2008]. Grund dafür ist die im Gegensatz zu Wasser geringere Energiedichte von ca. 30 - 50 kWh/m³ [BINE 2005].

Der Vorteil der Wasser-Kies-Speicher liegt bei der kostengünstigen Errichtung des Speichers, da die aufwendigen und teuren Betonkonstruktionen entfallen, welche beim Heißwasserspeicher benötigt werden. Die Speicher können meist einfach in das bestehende Gelände integriert werden, wodurch keine Akzeptanzprobleme aufgrund von großen Tanks oder Speicherbecken entstehen.

In Deutschland befinden sich bereits einige umgesetzte Anlagen. Am besten geeignet für diese Systeme sind Wohnsiedlungen bzw. kommunale Gebäude wie Schulen oder Schwimmbäder, die einen klar definierten Wärmebedarf aufweisen. Beispielhaft kann hier die Grund- und Hauptschule von Eggenstein-Leopoldshafen genannt werden. Diese wurde bei der Sanierung mit Solarkollektoren ausgestattet, welche in den Sommermonaten mit der erzeugten Überschusswärme den Kies-Wasser-Speicher beladen, um die Energie in den Herbst- und Wintermonaten für die Gebäudeheizung zu nutzen. Die Beladung erfolgt mit einer Maximaltemperatur von 80 °C, welche durch die Kunststoffabdeckung der Grube limitiert ist. Bis zu einer Temperatur von 35 °C erfolgt die Entladung über direkten Wasseraustausch. Bei geringeren Temperaturen kommt eine Wärmepumpe zum Einsatz mit der eine Entladung des Speichers auf ca. 10 °C möglich ist. Damit wird in diesem exemplarischen Fall eine solare Deckung des gesamten Wärmebedarfs von ca. 35 - 40 % erwartet [Kley 2009].

Aquifer-Wärmespeicher

Natürliche, unterirdische Grundwasserschichten, die 100 - 500 m Tiefe von der Umgebung hydraulisch abgeschlossen sind, werden als Aquifer zur Wärmespeicherung über lange Zeiträume genutzt. Die meist viele tausend Kubikmeter fassenden Aquifer-Wärmespeicher werden an zwei unterschiedlichen Stellen angebohrt. Bei der Beladung wird dem Aquifer Wasser an der sogenannten »kalten Bohrung« entnommen, über einen Wärmetauscher geleitet, aufgewärmt und anschließend an einer der Entnahmestelle abgewandten Position wieder in das Aquifer zurückgeleitet. An dieser sogenannten »warmen Bohrung« bildet sich eine Wärmeblase, die zur Entladung in umgekehrter Reihenfolge in den Herbst- und Wintermonaten genutzt wird. Aquifer-Wärmespeicher werden bei einer Temperatur bis zu 70 °C beladen und bei einer Temperatur von 30 - 65 °C entladen. Es sind Wärmenutzungsgrade von bis zu 80 % möglich. Da die Aquifer-Speicher neben den natürlichen Erdschichten keine zusätzliche Wärmedämmung besitzen, benötigen sie einige Jahre bis sich das System eingeschwungen hat und die Nutzung des Speichers wirtschaftlich darstellbar ist.

Die Aquifer-Speicher sind aufgrund ihrer großen Speicherkapazität interessant für die Langzeitspeicherung von industrieller Abwärme, z. B. von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Energieerzeugungsanlagen oder Prozessen mit hohem Abwärmepotenzial wie in der Stahl- oder Papierindustrie. Eine praktische Umsetzung der Aquifer-Wärmespeicher ist bislang nur in wenigen Fällen realisiert worden. Ein Beispiel ist die Speicherung von Überschusswärme im Berliner Reichstagsgebäude. Die Energieversorgung des Gebäudes sowie weiterer benachbarter Bauwerke erfolgt mithilfe eines Pflanzenöl-Biomasseheizkraftwerkes (BHKW). Das BHKW produziert Strom und Wärme, wobei vor allem in den Sommermonaten nur ein kleiner Teil der erzeugten Wärme direkt genutzt werden kann. Diese Überschusswärme wird in den 300 m tief gelegenen Aquifer-Speicher bis in die Wintermonate gespeichert [Friedrich 2003].

Meer-(See-)Wasserspeicher

Die saisonale Wärmespeicherung für konventionelle Kraftwerke im Großmaßstab ist bislang aufgrund aufwendiger und kostenintensiver Konstruktion kaum in der Anwendung. Ein mögliches Prinzip zur kosteneffizienten Speicherung von Abwärme aus Großkraftwerken ist der Einsatz von Meer- bzw. Seewasserspeichern.

Bei dieser Speicherart wird in einem See bzw. im Meer mit Hilfe einer Kunststoffummantelung ein konusförmiger Bereich von seiner Umgebung abgetrennt. Dabei sind die Außenwände durch die 60 - 80 cm dicke Kunststoffschicht vom umgebenden Meer- bzw. Seewasser stofflich getrennt und gleichzeitig thermisch isoliert. Der Boden des Speichers ist nicht zwangsläufig zu isolieren, da sich die Temperatur in der Grenzschicht kaum von der umgebenden Wassertemperatur unterscheidet. Wärmeverluste treten an dieser Stelle infolgedessen kaum auf.

Die Speicher werden in Küstennähe installiert, um die Verbindungsleitungen zu Wärmequelle und Verbraucher möglichst kurz zu halten. Die Abmaße eines Speichers liegen je nach Größe des angeschlossenen Kraftwerkes bei 30 - 50 m im Durchmesser sowie der Höhe [Rummich 2010].

Aufgrund der realisierbaren Speichervolumina kann in den Meer- bzw. Seewasserspeichern die Abwärme von konventionellen Großkraftwerken über längere Zeiträume gespeichert werden. Hierbei ist die saisonale Speicherung in Ländern mit hohem Wärmebedarf von Interesse, da somit der Heizwärmebedarf in den Wintermonaten deutlich verringert werden kann. Durch die bessere Ausnutzung der fossilen Energien reduzieren sich zudem die klimaschädlichen Treibhausgasemissionen in der Heizperiode.

Erdsondenspeicher

Für den privaten als auch den industriellen bzw. kommunalen Gebrauch kommen Erdsondenspeicher bereits heute zum Einsatz. Dabei wird über eine Sonde Überschusswärme in den warmen Sommermonaten ins Erdreich bzw. in natürlichen Gesteinsschichten eingespeichert und bei Bedarf in den kalten Herbst- und Wintermonaten wieder genutzt.

Die Wärmeübertragung erfolgt über eine U-förmige Sonde, welche in ein 20 - 100 m tiefes Bohrloch mit Durchmessern von 100 - 200 mm in den Erdboden eingelassen wird. Die für die Sonden verwendeten Materialien bestehen überwiegend aus Kunststoff, hauptsächlich aus Polyethylen (HDPE), Polypropylen und Polybuten. Das Bohrloch wird nach dem Einlassen der Sonde verfüllt und eine Wärmedämmung an der Oberfläche angebracht. Nachteilig hieran ist, dass durch die einseitige Wärmedämmung an der Oberfläche relativ hohe Speicherverluste entstehen. Aus diesem Grund sind für eine effiziente Langzeitspeicherung nur Speicher mit einer Größe von mehr als 50.000 m³ Erdreichvolumen sinnvoll. Somit lässt sich ein gutes Oberfläche/ Volumen Verhältnis erreichen. Als geeignete Untergründe für die Wärmespeicherung haben sich wassergesättigte Tone sowie Tongesteine mit einer hohen Wärmekapazität und hoher Dichte ausgezeichnet, da sich dadurch mögliche Grundwasserbewegungen unterbinden lassen.

Erdsondenspeicher weisen Speicherdichten von ca. 15 - 30 kWh/m³ auf, welche aufgrund der geringeren Wärmekapazität um den Faktor 3 - 5 unter dem von Heißwasserwärmespeichern liegt [Viessmann 2011]. Der Vorteil wiederum von Erdsondenspeichern ist der geringe Bauaufwand sowie die einfache Erweiterbarkeit des Systems. Bedingt durch die angestrebte hohe Lebensdauer der verwendeten U-Rohre beträgt die maximale Speichertemperatur derzeit rund 80 °C. Der zum wirtschaftlichen Betrieb der Erdsondenspeichern notwendige eingeschwungene Zustand im Erdreich wird erst nach ca. 3 - 5 Jahren erreicht. Innerhalb dieser Zeit erzielt das Speichervolumen und das umgebende Erdreich die Betriebstemperatur. Nach Abklingen der Einschwingphase wird eine 60 - 70 % Nutzung der eingespeicherten Wärmemenge erwartet [INT 2009].

3.2.2 Latentwärmespeicher

Bei der Latentwärmespeicherung erfährt das Wärmespeichermedium einen Phasenwechsel. Das Wärmespeichermedium (engl. Phase Change Medium, PCM) schmilzt innerhalb eines bestimmten Temperaturbereichs unter Wärmezufuhr durch ein Wärmeträgermedium (z. B. Warmwasser), erhöht aber seine Temperatur trotz weiterer Wärmezufuhr nicht. Die zugeführte Wärme erzeugt bei gleichbleibendem Temperaturniveau im Atomgitter des PCMs eine Unordnung, wodurch sich die Entropie erhöht. Erst nachdem das komplette PCM geschmolzen

ist, steigt die Temperatur wieder an. Bei Kühlung erfolgt die Wärmeabgabe durch Kristallisation der Schmelze. Das Atomgitter verfestigt sich wieder und die Atome nehmen eine bestimmte Ordnung ein. Die Entropie vermindert sich.

Der Vorteil ist, dass mittels PCM, im Gegensatz zur sensiblen Wärmespeicherung, Wärme auf einem gleichbleibenden Temperaturniveau gespeichert und entnommen wird und diese eine höhere Speicherdichte besitzen. Ein weiteres Argument für Latentwärmespeicherung stellt die Glättung von Temperaturspitzen bei der Wärmeabgabe und Temperaturschwankungen dar (der reversible Phasenübergang geht ebenso konstant vonstatten) [ZAE 2011]. Somit kann bei der Entladung des Speichers über einen längeren Zeitraum eine Wärmemenge bei gleichbleibendem Temperaturniveau abgegeben werden. Graphisch wird dieser Prozess in Abbildung 31 wiedergegeben.

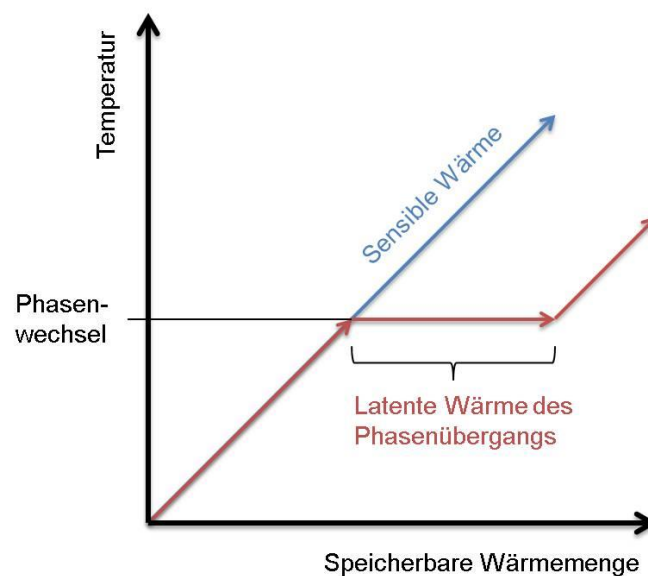


Abbildung 31: Vergleich der Temperaturverläufe bei sensibler (blau) und latenter (rot) Wärmespeicherung

Ein weiterer Vorteil speziell gegenüber Warmwasserspeichern ist das breite Spektrum an Schmelztemperaturen sowie die höhere Speicherkapazität. Nachteilig sind allerdings die höheren Kosten im Vergleich zu den sensiblen Speichern.

Sind in einem Latentwärmespeicher das Speichermedium und das Wärmeträgerfluid voneinander getrennt, spricht man von einem passiven System. Das größte zu überwindende Hindernis bei passiven Systemen ist die schlechte Entladeleistung, wenn sich beim Erstarrungsvorgang eine Feststoffschicht mit sehr geringer Wärmeleitfähigkeit an der Isolationsschicht des Wärmeübertragers ausbildet. Mit Zunahme der Schichtdicke des PCMs sinkt der Wärmefluss vom PCM hin zum kalten Wärmeübertrager. Somit ist die Wärmeleitung der einzige Transportmechanismus, allerdings fällt diese bei vielen PCMs sehr gering aus [Sharma 2005].

Im Gegensatz dazu weisen aktive Systeme mit Direktkontakt zwischen PCM und Wärmeträgerfluid bessere Ergebnisse bezüglich Be- und Entladeleistung auf. Dabei ist zu

beachten, dass sich die beiden Stoffe in flüssiger Phase nicht mischen dürfen, um sich beim Entladen wieder trennen zu lassen [Rebhan 2002].

Man findet in der Literatur eine Vielzahl an Latentspeichermaterialien. Die gewünschten Eigenschaften lassen sich nach thermophysikalischen, kinetischen und chemischen Parametern gliedern. Die wichtigsten Anforderungen sind wie folgt zusammengefasst [Sharma 2005]:

- Hohe Latentwärme h pro Volumen für ein kleines Speichervolumen.
- Hohe Wärmeleitfähigkeit λ beider Phasen zur Gewährleistung einer schnellen Be- und Entladung.
- Kleine Volumenänderung ΔV durch Ausdehnung infolge von Wärmeaufnahme, um einen kompakten Speicher fertigen zu können.
- Hohe Kristallisationsgeschwindigkeit bei der Wärmeentnahme.
- Geringe Unterkühlung (bedingt durch die schnelle Keimbildung).
- Vollständig reversibler Gefrier- und Schmelzyklus sowie chemische Stabilität, um eine Phasentrennung zu verhindern.
- Falls möglich keine Korrosion beteiligter Werkstoffe.
- Falls möglich ungiftige, nicht-brennbare und nicht-explosive PCMs.

Welches PCM letztlich eingesetzt wird, entscheidet sich nach dem Temperaturniveau der Anwendung, wie hoch der Preis und gut die Verfügbarkeit sind, wie umweltverträglich (giftig, explosiv, recyclingfähig) es ist und welche Anforderungen an das System bestehen [Fisch 2005]. Angestrebt wird ein möglichst einfacher Systemaufbau. Zwischen allen möglichen Verfahren muss ein Kompromiss gefunden werden, der letztlich zu dem gewünschten PCM mit den spezifischen Eigenschaften führt. Die einzelnen Kriterien, die die Auswahl des entsprechenden PCM beeinflussen, sind in Abbildung 32 aufgeführt.

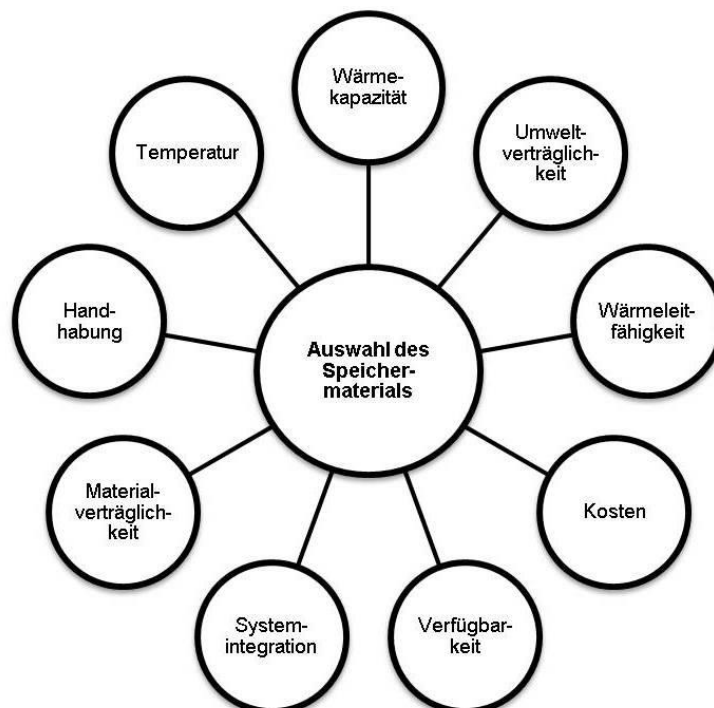


Abbildung 32: Kriterien für die Auswahl von Wärmespeichermedien nach [Fisch 2005]

3.2.2.1 Fest-Flüssig

Bei diesen Materialien ändert sich unter Wärmezufuhr bei der Phasenwechseltemperatur der Aggregatzustand von fest zu flüssig und von flüssig zu fest unter Wärmeabfuhr. Ein Beispiel eines solchen Phasenübergangs ist Wasser, dessen Phasenwechsel bei einer Temperatur von 0 °C stattfindet (Eis ↔ Wasser).

Die PCM werden über ihre Phasenwechseltemperatur und die maximal speicherbare Enthalpie charakterisiert. Je nach Temperaturspektrum können bzw. müssen unterschiedliche PCMs eingesetzt werden. Eine hohe Enthalpie ist vorteilhaft, weil mehr Energie pro Masse oder Volumen gespeichert werden kann. Anhand Abbildung 33 lässt sich grob abschätzen, welche Materialklasse für einen gegebenen Temperaturbereich und eine gewünschte Enthalpie geeignet ist.

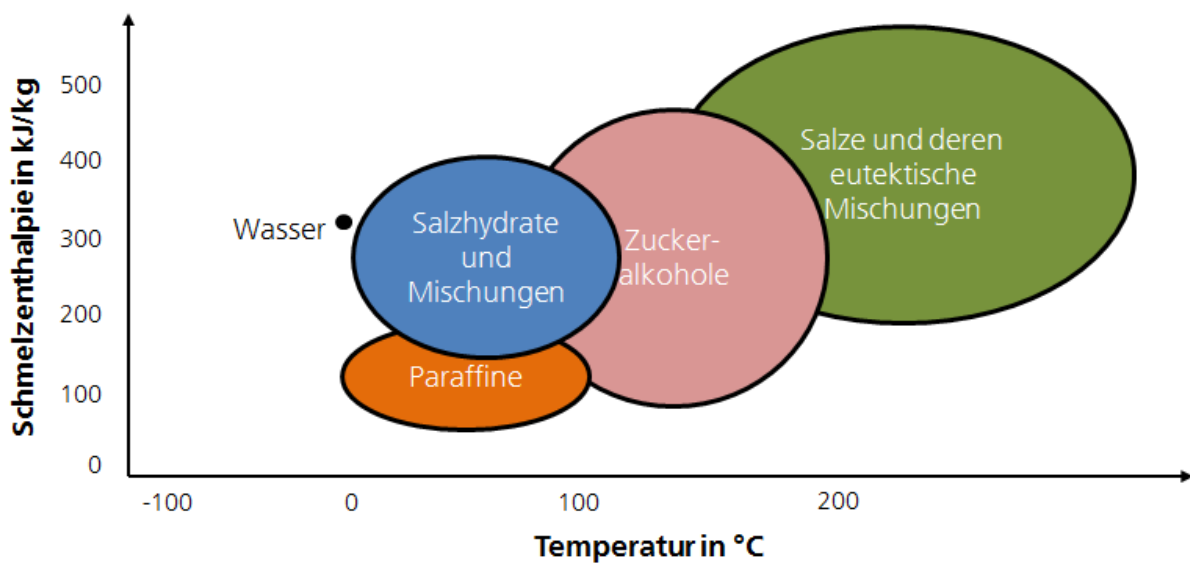


Abbildung 33: Übersicht über die gängigsten Materialklassen der Latentwärmespeicher [Leonhardt 2011]

Abbildung 34 konkretisiert die Temperaturspektren für die meisten bekannten Klassen an PCMs. Zu erkennen ist, dass im Niedertemperaturbereich bis 100 °C fast alle PCMs verwendet werden können, über 142 °C sind nur noch drei Arten einsetzbar und unter 0 °C nur noch die Paraffine. Mit fast 900 °C erreichen anorganische PCMs (dazu zählen Salzhydrate und Metalle) den höchsten Schmelzpunkt und sind somit für Hochtemperaturanwendungen im Kraftwerksbereich oder der Prozessindustrie interessant.

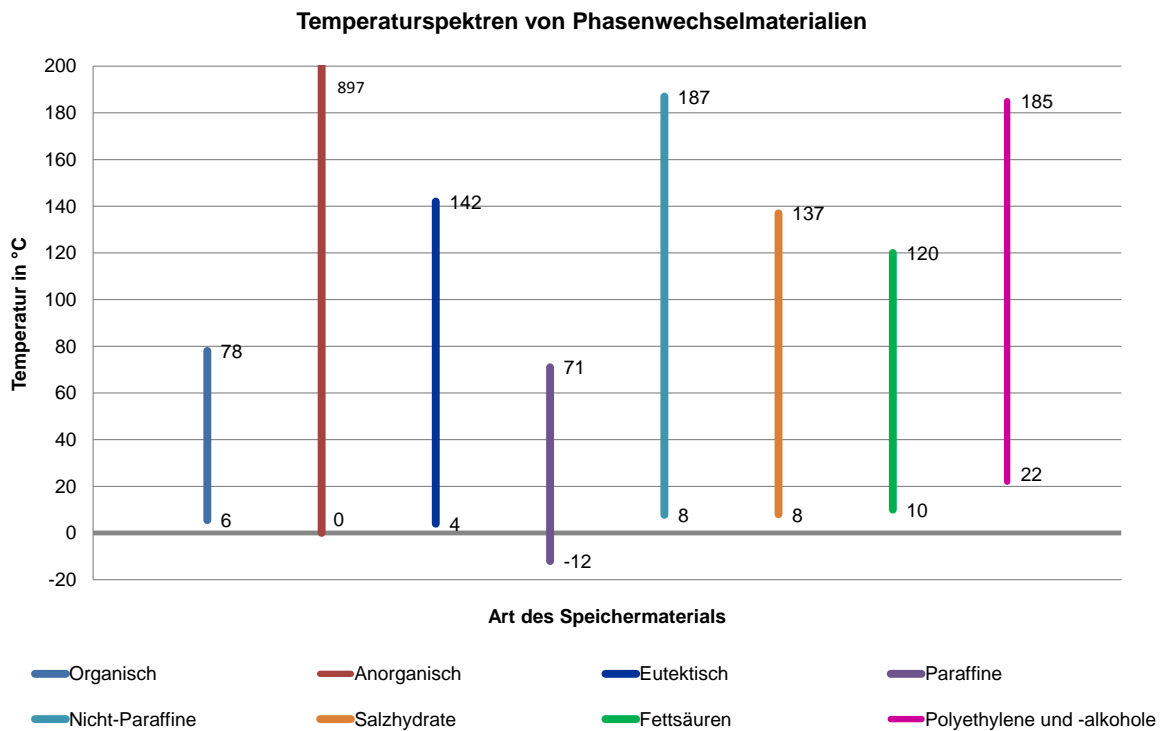


Abbildung 34: Temperaturspektren ausgewählter PCMs nach [Sharma 2005]

Abbildung 35 gibt eine beispielhafte Übersicht über die Ordnung von Latentspeichermaterialien:

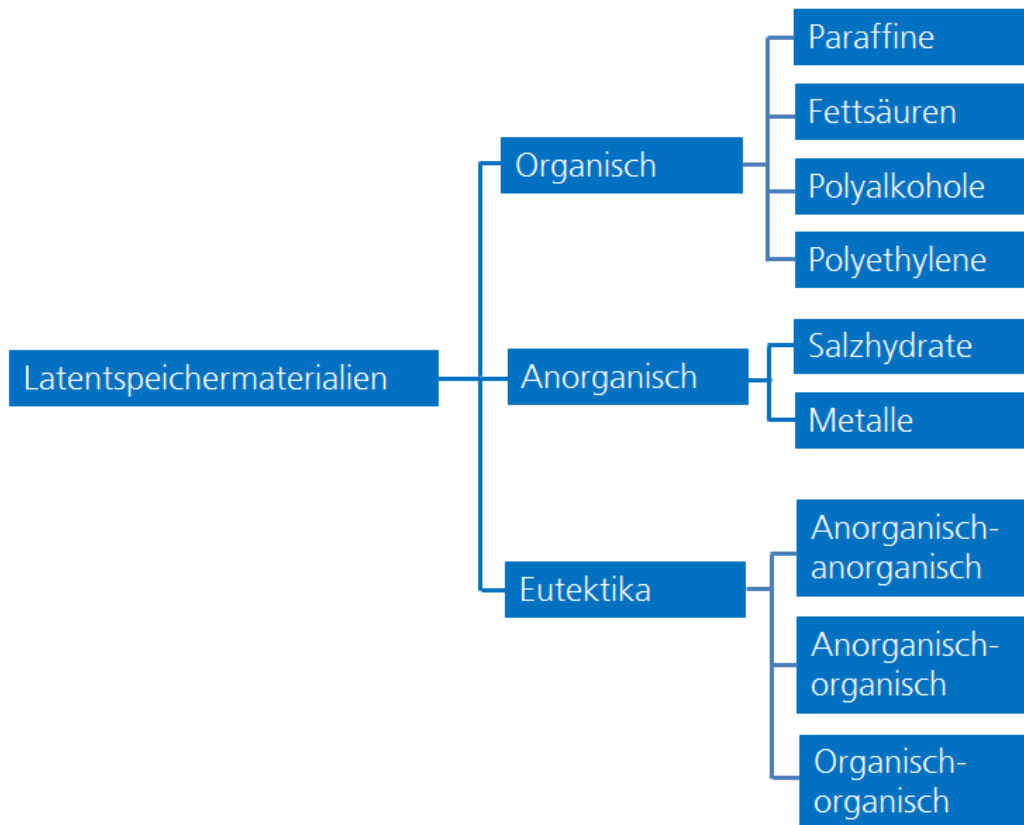


Abbildung 35: Überblick über die bekanntesten PCMs nach [Sharma 2005]

3.2.2.2 Fest-Fest

Vernetzte Polyethylene schmelzen nicht bei Erwärmung, sondern speichern die Wärme latent indem sie ihre kristalline Struktur ändern – sie bleiben also immer im festen Aggregatzustand. Sie sind zwar relativ teuer, allerdings ungefährlich in der Handhabung und reaktionsträge. Ein weiterer Nachteil ist, dass diese Materialien eine weit geringere Speicherdichte als gängige Latentspeichermaterialien besitzen [INT 2009].

Die Phasenübergänge fest-gasförmig und flüssig-gasförmig sind aufgrund des großen Volumenbedarfs jedoch nur bedingt als zukünftige Wärmespeichersysteme geeignet.

3.2.3 Thermochemisch

Bei der thermochemischen Speicherung von Wärme finden reversible chemische Prozesse statt. Die Speichersysteme werden allgemein in Sorptionsspeicher, welche zusätzlich in Adsorptions- und Absorptionsspeicher unterteilt werden, und in Speicher mit reversiblen chemischen Bindungen gegliedert. Anwendung finden Sorptionsspeicher sowohl im Hoch- als auch im Niedertemperaturbereich. Als Speichermaterialien für den Niedertemperaturbereich bis ca. 100 °C dienen Salze, die auf der inneren Oberfläche der Trägerstruktur, dem Komposit, fein dispers verteilt werden. Man differenziert dabei aktive, welche direkt an der Wärmespeicherung teilnehmen (z. B. Zeolith), und passive (z. B. Aktivkohle) Trägermaterialien. Die Trägerstruktur nimmt Einfluss auf Größe, Festigkeit und Form des Partikels. Voraussetzung für eine erfolgreiche Wärmespeicherung ist, dass die Struktur sich durch gute Durchströmungseigenschaften auszeichnet. Somit lassen sich geringe Druckverluste bei der Wärmespeicherung realisieren.

Bei der Prozessführung erfolgt die Wärmeübertragung auf das Speichermaterial entweder indirekt oder direkt, s. Abbildung 36. Die Wahl ist von mehreren Faktoren abhängig, wie z. B. von der gewünschten Speicherkapazität, der Lade- und Entladeleistung sowie dem Temperaturniveau des Speichers. Bei der indirekten Methode wird das Wärmeträgerfluid durch den Wärmeübertrager im Reaktionsbett geleitet. Das gasförmige Reaktionsmedium wird während der Speicherbeladung aus dem Reaktor abtransportiert und bei der Entladung in ausreichender Menge zugeführt. Bei der direkten Wärmeübertragung wird das Wärmeträgerfluid direkt durch das Reaktionsbett geleitet. Hierbei kann das Wärmeträgerfluid mit dem Reaktionsmedium übereinstimmen oder als inertes Gas beigemischt werden [Kerskes 2011].

Die während der Be- und Entladung verwendeten Materialien werden nicht verbraucht. Aktuell werden in Pilotanlagen überwiegend Zeolithe, Silikagele und Metallhydride zur Wärmespeicherung eingesetzt. Relativ neu sind die Selective Water Sorbents (SWS), die auf einer Silikagematrix basieren, welche mit einem hygroskopischen Salz (CaCl_2) imprägniert ist. Vielversprechend an den SWS-Materialien sind die erzielbaren hohen Energiedichten, derzeit problematisch erscheint jedoch noch die Materialstabilität [Oertel 2008].

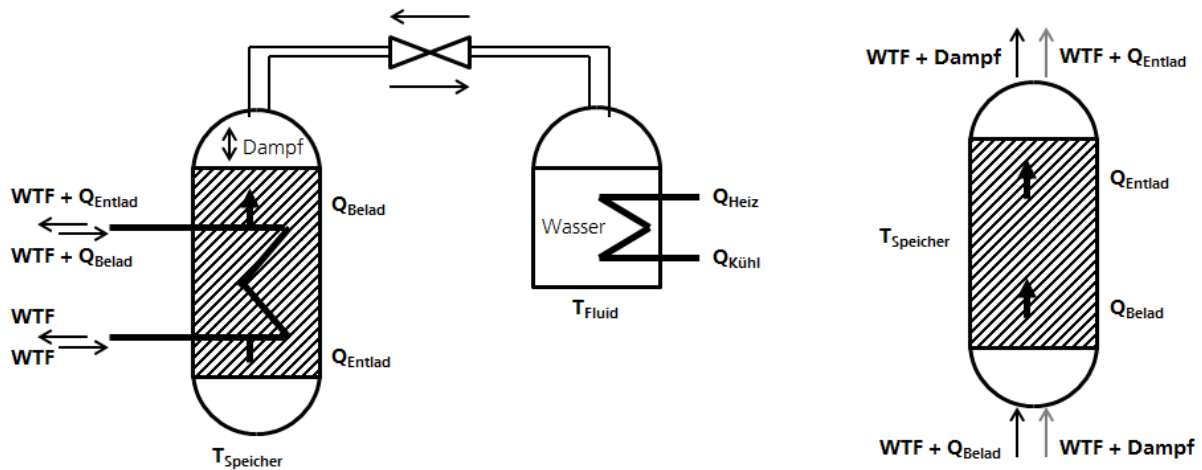


Abbildung 36: Darstellung der Prozessführungsvarianten thermochemischer Wärmespeicher mit indirekter Beheizung (links) und direkter Beheizung (rechts) am Beispiel eines Hydroxidsystems nach [Kerskes 2011]

Eine Einsparung an Investitionskosten kann gewährleistet werden, indem die Speicherkapazität von der -leistung entkoppelt wird. Dabei wird nicht das gesamte Speichermedium im Reaktor positioniert, sondern teilweise in Speicherbehältern. Dies resultiert in einer kleineren Systemauslegung.

Signifikante Vorteile der thermochemischen Speicherung gegenüber den sensiblen Speichern oder Latentwärmespeichern sind die hohen erzielbaren spezifischen Speicherkapazitäten, der große Temperatureinsatzbereich und die geringen Wärmeverluste. In der Praxis werden jedoch nur Energiedichten bis ca. 130 kWh/m^3 erzielt. Weiterhin zeichnen sich die Speichermedien durch eine gute Transportierbarkeit und Umweltverträglichkeit sowie durch theoretisch unbegrenzte Be- und Entladung aus. Ein Nachteil der thermochemischen Speichermedien sind dagegen die noch relativ hohen Produktionskosten [Kerskes 2011, AEE 2009].

Ein Überblick über charakteristische Merkmale der Sorptionsspeicher wird in Tabelle 13 dargestellt.

Tabelle 13: Spezifische Eigenschaften der Sorptionsspeicher [AEE 2009]

Energiedichte	200 - 500 kWh/m ³ (theoretisch); 130 kWh/m ³ (praktisch)
Speichermedium & Temperaturbereich	Zeolithe (100 - 300 °C) Silikagele (40 - 100 °C) Metallhydride (280 - 500 °C)
Wärmeleitfähigkeit	0,14 - 0,6 W/mK
Anwendungsbereich/ Einsatzgebiet	Heizungssysteme; Nahwärme; mobile Wärme; Heizung und Luftbefeuchtung Hallenbäder
Stand der Technik	Pilotprojekte, hohes Entwicklungspotenzial
Speichervolumen	≥ 10 m ³
Speicherdauer	Kurzzeitspeicher; potentieller Langzeitspeicher

3.2.3.1 Ad- und Absorptionsspeicher

Bei der Sorption findet eine Anlagerung des Arbeitsmediums, meist Wasser, an einem Festen (Adsorptionsspeicher) oder an einem flüssigen Speichermedium (Absorptionsspeicher) statt. Im nachfolgenden Abschnitt wird das Funktionsprinzip der Ad- und Absorptionsspeicher beschrieben.

Für die Adsorption werden Materialien mit sehr poröser und großer Oberfläche verwendet, welche das in den Prozess eingebrachte Arbeitsmedium (meist Wasser) adsorbieren. Zu den verwendeten Stoffen zählen Zeolithe, Silikagele und Metallhydride, deren Energiedichte und erzielbare Nutztemperatur je nach Herstellungsverfahren und Struktur des Speichermediums variieren. Zum Beladen (Desorption) der Adsorptionsspeicher wird dem festen Speichermedium Wärme mit hoher Temperatur zugeführt. Das an der Oberfläche des Speichermediums adsorbierte Wasser wird als Wasserdampf abgeschieden und es erfolgt eine Trocknung des Speichermediums. Im Gegensatz zur Desorption wird bei der Entladung (Adsorption) Wasserdampf auf niedrigem Temperaturniveau dem System zugeführt. Der Wasserdampf wird vom trockenen Speichermedium unter Wärmezufuhr angezogen und es erfolgt eine erneute Anlagerung der Wassermoleküle an der porösen Oberfläche. Die dabei frei gewordene Energie erwärmt die Luft, welche nach dem Verlassen des Speichers zu Heizzwecken verwendet werden kann. Ein Vorteil des Adsorptionsspeichers ist, dass bei luftdichter Verschließung die Adsorptionsfähigkeit von Wasserdampf nicht abnimmt und beinahe verlustfrei die zugeführte Wärme gespeichert wird. Ein Nachteil ist jedoch die geringe Wärmeleitfähigkeit von Zeolithen (0,2 - 0,6 W/mK) und von Silikagele (0,14 - 0,2 W/mK). Insbesondere die Geometrie des Wärmetauschers im Sorptionsmaterial nimmt dabei maßgeblichen Einfluss auf eine Optimierung des Wärmeübergangs.

Im Vergleich zu den Adsorptionsspeichern zeichnen sich Absorptionsspeicher durch ein flüssiges Speichermedium aus. Es handelt sich zumeist um wässrige und stark hygroskopische Salzlösungen, wie z. B. Lithium- oder Calciumchlorid. Das Speicher- und Arbeitsmedium werden hierbei miteinander vermischt. Vergleichbar mit den Adsorptionsspeichern wird beim Beladen (Desorption) die Salzlösung durch zugeführte heiße Luft aufkonzentriert und der zuvor in der Salzlösung absorbierte Wasserdampf mit dem Luftstrom abtransportiert. Die konzentrierte Salzlösung zieht beim Entladen (Absorption) befeuchtete Luft erneut an, wodurch trockene und erwärmte Luft sowie wiederum eine verdünnte Lösung produziert wird [Oertel 2008, AEE 2009]. Das Wirkprinzip der Ad- und Absorptionsspeicher ist in Abbildung 37 dargestellt.

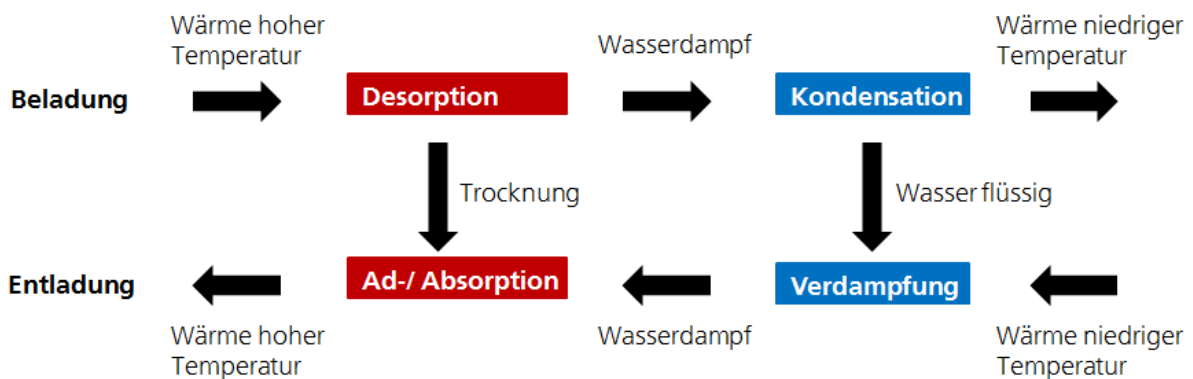


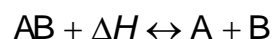
Abbildung 37: Grundprinzip des Ad- und Absorptionsspeichers nach [Purkarthofer 2010]

Jedoch wird die entfeuchtete Prozessluft bei der Absorption im Vergleich zur Adsorption nur geringfügig erhitzt. Dies geschieht aufgrund der bei flüssigen Absorbentien vorliegenden schwächeren Bindungen. Aus diesem Grund sind Absorptionsspeicher nur bedingt für den Einsatz in Heizanwendungen geeignet [Oertel 2008].

3.2.3.2 Reversible chemische Bindungen

Unter der chemischen Wärmespeicherung definiert man den Mechanismus, einem System durch eine reversible endotherme Reaktion Wärme zuzuführen und die gleiche Energiemenge bei einer exothermen Rückreaktion wieder freizusetzen. Thermochemische Speichersysteme auf der Basis reversibler chemischer Bindungen nutzen die Bindungsenergie eines molekularen Zustands zur Wärmespeicherung. Hierbei findet im Gegensatz zu den Sorptionsspeichern eine einfache chemische Reaktion zwischen den beiden Speicherkomponenten statt.

Das Prinzip wird vereinfacht mittels der nachfolgenden Gleichung dargestellt:



Indem die Speicherkomponente AB unter Wärme- bzw. Energiezufuhr ΔH in die beiden chemischen Komponenten A und B zerfällt, erfolgt eine Wärmespeicherung. Im Gegenzug hierzu erfolgt eine Rückreaktion unter Wärmefreigabe.

Für hohe Speicherdichten werden hohe Reaktionsenthalpien und hohe Entropieänderungen der Reaktionspartner benötigt. Starke Änderungen der Entropien werden bei Dissoziationsreaktionen mit gasförmigen Reaktionsprodukten erreicht. Im

Hochtemperaturbereich gelten die Decarboxilierung von Metallcarbonaten und die Dehydratisierung von Metallhydroxiden aufgrund der hohen Energiedichten und geringen Materialkosten als zukünftig erfolgsversprechend. Zusätzlich ist die Reduktion von Metalloxiden zu erwähnen. Als gasförmige Reaktionspartner werden jeweils in Abhängigkeit des Reaktionssystems H_2O , CO_2 und O_2 (Luft) gebildet [Kerskes 2011, AEE 2009].

Eine Übersicht über die aktuellen Reaktionssysteme für den Temperaturbereich über 400 °C ist in Tabelle 14 zu sehen. Die spezifische Kapazität wird für ein geschlossenes System angegeben. Zusätzlich enthalten sind die Reaktionsenthalpie ΔH , die Gleichgewichtstemperatur T_{eq} und der Gleichgewichtsdruck p_{eq} . Bei allen Reaktionsgleichungen erfolgte die Speicherung des Gases bei 50 bar und einer Porosität des festen Reaktionspartners von 0,5.

Tabelle 14: Potentielle Reaktionssysteme für die thermochemische Wärmespeicherung im Hochtemperaturbereich [Kerskes 2011]

Definition	Reaktion	ΔH (1 bar) [kJ/mol]	T_{eq} (1 bar) [°C]	Kapazität [kWh/m ³]
Zersetzung von Metallhydroxiden	$\text{Ca(OH)}_2 \leftrightarrow$ $\text{CaO} + \text{H}_2\text{O}$	112	505	364
Zersetzung von Metallcarbonaten	$\text{CaCO}_3 \leftrightarrow$ $\text{CaO} + \text{CO}_2$	167	896	113
Reduktion von Metalloxiden	$\text{MnO}_2 \leftrightarrow$ $0,5 \text{ Mn}_2\text{O}_3 + 0,25 \text{ O}_2$	42	530	136

Als Beispiel wird der Reaktionstyp »Zersetzung von Metallhydroxiden« ausführlicher erläutert. Während der Wärmebelastung zerfällt die chemische Verbindung Calciumhydroxid Ca(OH)_2 in seine beiden Basisverbindungen, welche hier aus Calciumoxid CaO und Wasserdampf H_2O bestehen. Bei der Speicherentladung reagieren die beiden Basisverbindungen erneut miteinander zu Calciumhydroxid. Die zuvor gespeicherte Wärme wird wieder freigesetzt.

4 Ansätze von Forschung und Entwicklung

Für die Entwicklung umweltverträglicher, kostengünstiger und langlebiger Energiespeichermaterialien und -systeme hin zur Marktreife besteht noch erheblicher Forschungsbedarf. Nachfolgend erfolgt eine differenzierte Darstellung aktueller Forschungsthemen innerhalb der Strom- und Wärmespeicher. Anschließend werden einige Forschungsinstitute und deren Forschungsaktivitäten im Bereich der Energiespeicherung vorgestellt.

4.1 Projekte und Schwerpunkte Stromspeicher

Im kommenden Abschnitt folgt ein Überblick über ausgewählte, aktuelle Forschungsschwerpunkte innerhalb der mechanischen, elektrischen, elektrochemischen und chemischen Stromspeichersysteme.

4.1.1 Mechanische Speicher

4.1.1.1 Pumpspeicher und verwandte Systeme

Obwohl die Pumpspeicherkraftwerke Stand der Technik sind, bestehen verschiedene innovative Ansätze und neue Anwendungsmöglichkeiten. Für die Jahre 2014 - 2019 plant die Schluchseewerk AG den Bau des PSW Atdorf im Hotzenwald mit einer installierten Leistung von 1.400 MW und somit dem größten PSW in Europa. Das Projekt ist jedoch aktuell politisch umstritten. Weitere geplante Bauprojekte in Deutschland sind u. a. das PSW Rur (geplanter Baubeginn 2016, 640 MW) oder das PSW Riedl (geplanter Baubeginn 2014, 300 MW).

Alternativ wird die Nutzung von unterirdischen Hohlräumen, wie z. B. von Bergwerken oder von Untertagebau (Steinkohle), als zukünftige Energiezwischenspeicher erforscht. Durch deren Nutzung als Unterbecken ließen sich in flachen Gebieten große Höhenunterschiede realisieren, während gleichzeitig der Eingriff in die Natur reduziert wird. Das Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN) hat hierzu in einem vom Bundesumweltministerium geförderten Projekt gemeinsam mit der Technischen Universität Clausthal die Eignung stillgelegter Bergwerke als Speicher untersucht. Da die erforderlichen Höhenunterschiede von 400 bis 800 m in den Bergwerken vorhanden sind, wurden rund 100 Bergwerke, u. a. im Harz oder Erzgebirge, als geeignet eingestuft. Laut EFZN würden alle auf Energiespeicher umgerüsteten Bergwerke insgesamt eine Speicherkapazität von ca. 20 GWh besitzen. Die anfallenden Kosten werden nur geringfügig höher als bei konventionellen PSW eingeschätzt, da das Wasser durch die Belastung mit Schwermetallen aus dem Gestein aufbereitet werden muss [Hoferichter 2010]. Des Weiteren arbeitet seit 2010 eine Forschergruppe der Universität Duisburg-Essen und Bochum in dem Projekt »Pumpspeicherkraftwerke unter Tage« an einer Machbarkeitsstudie für PSW im Untertagebau. Begünstigt wird die Idee, da 2018 zum letzten Mal Steinkohle im Ruhrgebiet abgebaut werden soll. Erste Ergebnisse zeigen, dass auch hier die vorhandenen Fallhöhen der

Minen ein enormes energetisches Potenzial aufweisen. Die Nennleistung für das Ruhrgebiet liegt zwischen 20 MW für eine kleine Anlage und bis zu 600 MW für Anlagen im Verbund. Das vorgegebene Ziel ist die Realisierung einer ersten Anlage in diesem Jahrzehnt [VDI 2012].

Neben Süß- werden auch Salzwasserstandorte für den Einsatz der PSW erprobt, indem man das Meer als Unterbecken nutzt. In Japan (Okinawa) existiert seit 1999 ein Salzwasser-PSW mit einer maximalen Leistung von 30 MW. Zunächst wurden an dem Pilotkraftwerk die Auswirkungen von Meersalz auf die einzelnen Anlagenkomponenten sowie potentielle Umweltbeeinträchtigungen untersucht. Seit Abschluss des Prüfzyklus wird das Pumpspeicherkraftwerk als kommerzielle Anlage betrieben. Deutschland ist jedoch als PSW-Salzwasserstandort wegen der fehlenden Höhendifferenzen an der Küstenlinie ungeeignet. Da die PSW-Technologie nahezu ausgereift ist, liegen künftige Entwicklungen mehr auf der technischen Optimierung bestehender Anlagen, z. B. die Nachrüstung mit Pumpturbinen [Oertel 2008].

Des Weiteren wird auch die Entwicklung von pumpenunterstützten *Gezeitenkraftwerken* diskutiert. Diese eignen sich jedoch aufgrund mangelnder Flexibilität hauptsächlich für die Bereitstellung von negativer Regelenergie und weniger für die Erzeugung von Spitzenlasten. Auch der Einsatz von schwellfähigen *Laufwasserkraftwerken* zur Bereitstellung von Regelenergie wird diskutiert. Falls der Betrieb der bestehenden Laufwasserkraftwerke flexibilisiert und eine höhere Aufstauung der Flüsse in Schwachlastzeiten erlaubt werden, könnten auf diese Weise Speicherkapazitäten in einer Höhe von bis zu 827 MWh erreicht werden. Der Einfluss auf den Eingriff der betroffenen Ökosysteme muss jedoch berücksichtigt werden [Mayer 2011].

Abschließend soll noch der von [Popp 2011] vorgeschlagene Bau von sogenannten *Ringwallspeichern* erwähnt werden, die auch im flachen Land eingesetzt werden könnten. Somit sind deren Ausbaupotenziale relativ unabhängig von geologischen Randbedingungen. Die Umsetzbarkeit dieser Systeme ist jedoch umstritten.

4.1.1.2 Druckluftspeicher

Bei den *Druckluftspeicherkraftwerken* befindet sich die adiabate Druckluftspeichertechnik (AA-CAES) derzeit in einem fortgeschrittenen Konzeptstadium, jedoch scheint die Etablierung eines adiabaten CAES am Markt erst für 2020 realistisch [Sternier 2010].

Die weltweit erste adiabate betriebene Demonstrationsanlage wird momentan in Staßfurt (Sachsen-Anhalt) geplant. In dem vom BMWi geförderten Verbundvorhaben »Adiabater Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung (ADELE)« kooperiert die RWE Power AG mit Forschungseinrichtungen und Herstellern: DLR, General Electric, Ed. Züblin, Erdgasspeicher Kalle und Ooms-Ittner-Hof. Nach dem Abschluss der Forschungs- und Entwicklungsarbeiten soll die einsträngige ADELE-Demonstrationsanlage (90 MW, 360 MWh) bis frühestens 2016 erbaut werden. Nach einer erfolgreichen Prüfung der Demonstrationsanlage ist zukünftig eine Erweiterung auf ein dreisträngiges Anlagenkonzept mit einer Zielgröße von 260 MW sowie einer Kapazität von 1 GWh geplant. Als Wärmespeicher soll ein bis zu 40 m hoher Behälter mit Steinschüttungen oder keramischen Formsteinen eingesetzt werden. Ein erfolgreicher Projektabschluss wird insbesondere von der zukünftigen Verbesserung der

Anlagenkomponenten wie Wärmespeicher, Kompressoren und Luftturbinen abhängig sein [Moser 2012].

Andere adiabate Druckluftspeicherkonzepte zielen bei der Speicherung der anfallenden thermischen Energie auf deutlich niedrigere Temperaturen als beim ADELE-Projekt ab. Das sogenannte LTA-CAES Konzept sieht zum Beispiel Speichertemperaturen von weniger als 200°C vor und ermöglicht dadurch die Verwendung heute am Markt verfügbarer Komponenten. Damit können einige der zuvor beschriebenen technischen Herausforderungen umgangen werden. Dem leichten Wirkungsgradverlust durch die niedrigeren Temperaturen steht eine höhere Anlagenflexibilität gegenüber [Doetsch 2012].

Weitere Forschungsarbeiten konzentrieren sich auf kleinere Druckluftspeicherkraftwerke (Small Scale CAES), welche Druckluft in Behältern oder Rohrleitungen bei höherem Druck bis 140 bar speichern. Eine Leistung von 10 MW kann für 3 - 5 h der Speichereinheit entnommen werden. Als Speicher für die unterbrechungsfreie Stromversorgung dienen die sogenannten TACAS (Thermal And Compressed-Air Storage), die im Leistungsbereich von 80 kW 15 min elektrische Energie über eine Turbinen-Generator-Einheit abgeben können [INT 2009]. Die aus Vorratsbehältern stammende hochkomprimierte Luft (300 bar) wird mittels thermischer Energie von einem aus Stahl bestehenden Wärmespeicher aufgeheizt. Der Stahlwärmespeicher wird dazu elektrisch aufgeheizt und im Bereitschaftszustand gehalten.

Optimierungsbedarf besteht zukünftig sowohl bei der Analyse geeigneter geographischer Standorte als auch bei der Verbesserung der Wirkungsgrade, u. a. durch die Realisierung einer adiabaten Betriebsweise sowie die Vergrößerung des Speichervolumens. Dabei wird das Nutzungspotenzial der CAES hauptsächlich an den nordwesteuropäischen Küsten als günstig eingeschätzt, da sich hier Standorte mit hohem Windenergiepotenzial und somit eine Kombination mit Windkraftanlagen realisieren lässt.

4.1.1.3 Schwungräder

Ein aktuelles Forschungsziel im Bereich der *Schwungräder (Flywheels)* ist die Etablierung der Technik für den Ausgleich von Lastschwankungen im Stromnetz als Sekundenreserve bzw. für die Sicherstellung einer USV. Eine für die Netzstabilisierung favorisierte Lösung ist die Installation von einem System mit mehreren Schwungrädern. Die sogenannte »Smart Energy Matrix« mit einer maximalen Leistung von 20 MW wird von der amerikanischen Firma Beacon Power im Rahmen eines Pilotprojekts produziert (Smart Energy 25 Flywheel). Als Basiseinheit wird ein 100-kW-Schwungrad verwendet, dessen Rotor aus einem Verbundmaterial besteht. Bis zu zehn dieser Basiseinheiten können in transportierbaren Containern positioniert werden und in Abhängigkeit der Containeranzahl eine Leistung zwischen 1 MW bis maximal 20 MW liefern. Die erste 20 MW-Demonstrationsanlage mit einer Kapazität von 5 MWh wurde 2011 in Stephentown, NY (USA) errichtet. Bei Bedarf kann das Kraftwerk für 15 min maximal 20 MW bereitstellen [BeaconPower 2012].

Um den Wirkungsgrad der Schwungradspeicher weiter zu verbessern, konzentrieren sich aktuelle Forschungen auf die Entwicklung neuer Materialien. Hierzu zählen z. B. neue Verbundwerkstoffe und neue Keramiken, die die Lagerverluste reduzieren sollen [Oertel 2008].

4.1.1.4 Ausblick mechanische Speicher

Zusätzlich existieren weitere mechanische Energiespeichertypen deren Bedeutung aus unterschiedlichen Gründen jedoch relativ gering ist. Dennoch sollen diese nachfolgend kurz erwähnt werden.

Die *Liquid-Piston-Technologie* stellt eine Art hydraulischer Akkumulator dar, bei dem mit Hilfe einer Pumpe durch eine Flüssigkeit das Druckniveau eines Gases in einem Speicherbehälter erhöht wird. Bei Bedarf wird ein Ventil geöffnet und das sich entspannende Gas verdrängt die Flüssigkeit aus dem Speicherbehälter. Die verdrängte Flüssigkeit strömt anschließend über einen Motor und es wird Strom erzeugt. Da einer relativ geringen Energiedichte ein vergleichsweise großer technischer Aufwand gegenübersteht, konnte sich dieser Ansatz bisher nicht durchsetzen [Hadjipaschalis 2008].

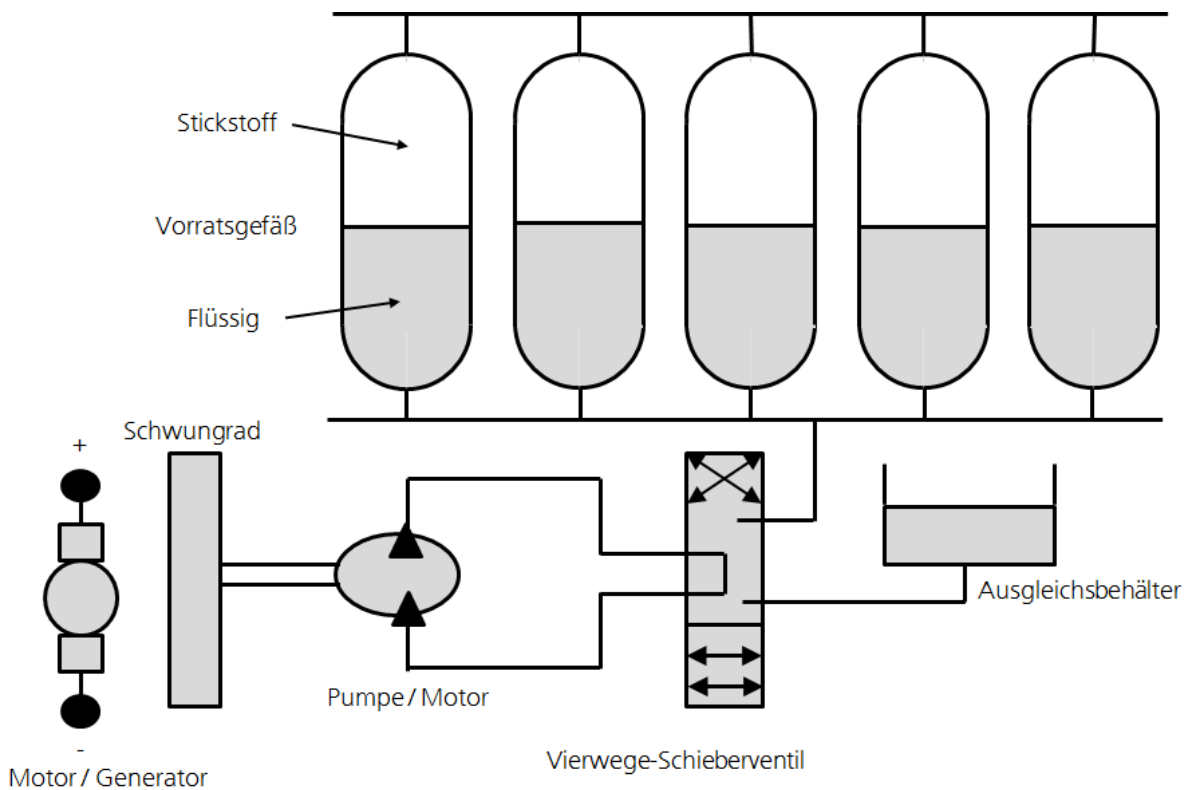


Abbildung 38: Verfahrensschema Liquid-Piston-Technologie [Hadjipaschalis 2008]

Bei den sogenannten *Hubspeicherkraftwerken* bzw. *Lageenergiespeicher* sollen Masseträger verwendet werden, welche unter Verwendung elektrischer Energie zunächst mechanisch oder hydraulisch angehoben werden. Die beim Absenken der Masseträger mittels Schwerkraft freigegebene Energie kann bei Bedarf über Generatoren wieder in Strom umgewandelt werden. Es existieren in diesem Bereich allerdings weder großtechnische Demonstrations- noch Pilotanlagen. Die Realisierung eines derartigen Großspeichers ist derzeit lediglich als Konzept vorhanden und eine Umsetzung aufgrund des gewaltigen technischen Aufwands eher unwahrscheinlich. Zurzeit plant die SRH Hochschule Heidelberg den Bau eines

Hubspeicherkraftwerks als Demonstrationsanlage, hierzu fehlen jedoch noch potentielle Industriepartner [Hubspeicher 2012].

Neben der Systemanalyse von alternativen Potenzialen innerhalb der PSW-Technik (z. B. Pumpspeicherkraftwerke unter Tage) gilt die PSW-Technik als ausgereift und potentielle Standorte in Deutschland als begrenzt. Bei den marktreifen Schwungrädern, die hauptsächlich für die USV relevant sind, konzentriert man sich auf die Optimierung der Energiedichte durch Verbundmaterialien. Aktuell ist daher innerhalb der mechanischen Speichersysteme eine deutliche Tendenz in Richtung Entwicklung und Planung zukünftiger AA-CAES zu erkennen, mit dem Ziel die Wirkungsgrade zu verbessern und Anlagen mit einer Leistung von über 1.000 MW zu generieren. Ein großtechnischer Einsatz der AA-CAES-Technologie ist allerdings nach Angaben des Bundesumweltministeriums erst ab 2020 realistisch [AEE 2012].

4.1.2 Elektrische Speicher

4.1.2.1 *Supraleitender Magnetischer Energiespeicher*

Deutschland forscht seit 1990 vermehrt an *Supraleitenden Magnetischen Energiespeichern*. Der erste SMES Europas wurde 1997 von der Universität Karlsruhe in einem Sägewerk in Fischweier am Niederspannungsnetz eingesetzt. Der heliumgekühlte SMES besteht aus 6 Magnetmodulen mit einem Durchmesser von 36 cm, von denen jedes 1.000 Windungen des 1,3 mm dicken Niob-Titan-Drahts enthält und besitzt insgesamt eine Speicherkapazität von 70 Wh [Dötsch 2008].

Ein großes Potenzial besitzen dabei Hochtemperatur-Supraleiter deren Sprungtemperatur bereits bei deutlich höheren Temperaturen erreicht wird, da diese als ideale Leitwerkstoffe gelten. Aufgrund der hohen Kosten und den fertigungstechnischen Problemen bei der Bearbeitung des spröden Keramikmaterials befinden sich die Hochtemperatur-Supraleiter noch in der frühtechnologischen Entwicklung [TiB Dittmann 2008].

Keramikartige Materialien wie z. B. YBCO (ein Oxid aus Yttrium, Barium und Kupfer) mit Sprungtemperaturen oberhalb von 77 K erlauben den Einsatz von flüssigem Stickstoff als Kühlmittel, der in etwa 15 - mal günstiger erzeugt werden kann als flüssiges Helium [INT 2009]. Nach [Oertel 2008] sind Tieftemperatur-Supraleiter, wie z. B. Niob-Titan (Sprungtemperatur bei 9 K) oder Niob-Zinn (Sprungtemperatur 20 K), mit Heliumkühlung am weitesten entwickelt. Die SMES-Verwendung in Großanlagen (mit einer Speicherkapazität von 1.000 - 5.000 MWh) zum Tages- und Nachlastausgleich gilt aufgrund von Kostenanalysen als nicht rentabel. Diskutiert wird stattdessen der Einsatz als Wirkleistungssekundenreserve für große Regelkraftwerke (Speicherkapazität von ca. 10 MJ, installierte Leistung 10 - 100 MW während einer Sekunde). Forschungsarbeiten konzentrieren sich momentan auf Mikro-SMES-Systeme mit geringeren Speicherkapazitäten (< 10 MJ). Ein mögliches weiteres Einsatzgebiet der SMES ist die Glättung von Leistungskurven von fluktuierenden Energieträgern wie z. B. Photovoltaik- oder Windkraftanlagen [Oertel 2008].

4.1.2.2 Kondensatoren

Forschungspotenzial bei den *elektrochemischen Kondensatoren* besteht in erster Linie hinsichtlich der Kosten, da die Kondensatoren in Konkurrenz zu den kostengünstigeren Batterien stehen. Um noch höhere Kapazitäten zu verwirklichen, werden bei den *Pseudokondensatoren* Metalloxide, spezielle Keramiken oder leitfähige Polymere als Elektroden eingesetzt. Diese ermöglichen neben der Energiespeicherung in einem elektrostatischen Feld auch die Speicherung mittels elektrochemischer Reaktionen. Trotz der höheren erreichbaren Energiedichte, ist die reduzierte Lebensdauer der Kondensatoren nachteilig. Pseudokondensatoren befinden sich noch in einer frühen Entwicklungsphase und werden auf Grund der hohen Kosten lediglich für spezielle militärische Anwendungen oder in der Raumfahrtindustrie eingesetzt.

Hybridkondensatoren kombinieren eine elektrochemische mit einer batterieähnlichen Elektrode bzw. einer Elektrode eines Elektrolytkondensators, wodurch die Energie- und Leistungsdichte deutlich gesteigert werden können. Weitere Forschungsansätze wie z. B. die Nutzung von nanostrukturierten Materialien oder die Realisierung von Quantenkondensatoren versprechen deutlich bessere Energie- und Leistungsdichten, befinden sich jedoch noch im Bereich der Grundlagenforschung [INT 2009, Oertel 2008].

Zusammenfassend konzentrieren sich die Forschungstätigkeiten bei den elektrischen Speichersystemen, den SMES und Kondensatoren, auf die Weiterentwicklung und Erforschung neuer Materialien. Hierbei liegt der Schwerpunkt auf einer Optimierung des Temperaturverhaltens (SMES) und der Energiedichte (Kondensatoren). Des Weiteren werden aufgrund der bereits teilweise vorliegenden Marktreife beider Systeme die Möglichkeiten der Systemintegration für die Kurzzeitspeicherung und unterbrechungsfreie Stromversorgung untersucht [AEE 2012].

4.1.3 Elektrochemische Speicher

4.1.3.1 Lithium-Ionen

Forschungsschwerpunkte bei der *Lithium-Ionen-Speichertechnologie* konzentrieren sich derzeit auf die Erhöhung der Energiedichte und der Schnellladefähigkeit. Höhere Energiedichten werden durch neue Anoden- und Kathodenmaterialien erzielt. Bei den Kathodenmaterialien wird aktuell eine Obergrenze von 200 mAh/g erwartet (Lithium-Kobaltoxid derzeit bei ca. 155 mAh/g). Mehr Entwicklungspotenzial wird sich von neuen Anodenmaterialien versprochen, wie z. B. Silizium mit einer theoretischen Speicherdichte von 4.000 mAh/g (Grafit besitzt derzeit ca. 350 mAh/g). Zurzeit verhindern jedoch Volumenschwankungen beim Laden bzw. Entladen die praktische Nutzung von Silizium. Aus diesem Grund konzentrieren sich die Forscher alternativ auf das Anodenmaterial Lithium-Titanat. Beim Lithium-Titanat-Akku ersetzt eine nanostrukturierte Lithium-Titanat-Elektrode eine herkömmliche Graphitelektrode. Die Lithium-Ionen passen exakt in die vorgesehenen Plätze im Titanat, wodurch das Ein- und Auslagern besonders materialschonend verläuft. Somit ist eine deutlich verbesserte Zyklenfestigkeit möglich. Bei den Elektrolyten werden die Forschungsarbeiten hinsichtlich neuer Lösemittel, z. B. ionische Flüssigkeiten oder Leitsalze, intensiviert. Des Weiteren werden neue

Zelltypen, wie z. B. die Lithium-Luft- oder Lithium-Schwefel-Batterie, untersucht [TiB Neumann 2008, Neumann 2011].

Weitere Fortschritte gehen von Impulsen aus der Nanotechnologie aus. Die sogenannten Nano-Phosphat-Lithium-Ionen-Hochleistungszellen setzen statt Graphit ein Nanophosphat (LiFePO_4) als Kathoden-Material ein. Dadurch sollen höhere Leistungsdichten (bis zu 3.000 mAh/g) und schnellere Ladezeiten ermöglicht werden.

Aktuelle Batteriespeicherprogramme sind z. B. das »LIB2015«, welches von der Industrie und dem BMBF gefördert wird, oder auch der »Flottenversuch Elektromobilität« unterstützt vom BMU und der Volkswagen AG. Außerdem ist die Fraunhofer-Gesellschaft durch Projekte innerhalb der Gebiete Elektrochemie und Systemintegration an dem Fortschritt der Batterieentwicklung beteiligt [TiB Neumann 2008].

4.1.3.2 Hochtemperaturbatterien

Natrium-Nickel-Chlorid- (NaNiCl, ZEBRA-Batterie) und Natrium-Schwefel-Batterien (NaS) mit hohen Betriebstemperaturen befinden sich derzeit noch in der Entwicklungsphase und werden vereinzelt in elektrischen Fahrzeugen getestet. Forschungsarbeiten hinsichtlich der Materialien, der Langzeitstabilität und der Systemintegration zum Ausgleich fluktuierender Erneuerbarer Energien auf dem Gebiet der NaS-Akkumulatoren werden hauptsächlich in Japan betrieben. Seit 2010 existiert zwischen dem Berliner Unternehmen Younicos und Vattenfall ein Pilotprojekt mit einer 1 MW-NaS-Batterie zum Ausgleich fluktuierender Erneuerbarer Energien [Yunicos 2012].

In Deutschland erscheint das Innovationspotenzial der NaS-Batterie jedoch als gering, da hohe Investitionen eingesetzt werden müssten, um den Wissensvorsprung aus Japan aufzuholen [Energietechnologien 2010].

4.1.3.3 Redox-Flow-Batterie

Seit den siebziger und achtziger Jahren wird an der *Redox-Flow-Batterie* geforscht. Derzeit befinden sich die Eisen-Chrom-, die Vanadium- und die Polysulfid-Bromid-Redox-Flow-Technologie in der Erprobung. Ein VRB-Projekt in Europa ist der Windpark Sorne Hill Irland mit 32 MW, dem eine VRB Batterie mit 2 MW und 12 MWh von VRB Power Systems als Puffer dient [Tillmetz 2010].

Alternativ werden bei der in der Entwicklung befindlichen Vanadium-Bromid-Batterie zwei und dreiwertiges Vanadiumbromid bzw. Brom als reaktive Materialien eingesetzt. Dies führt zu einer geringfügig höheren Energiedichte, die zwischen 25 und 50 Wh/kg (35 - 70 Wh/l) liegt. Die Entwicklungsarbeit an der Natrium-Polysulfid-Bromid-Flow-Batterie (kurz Regenesys) wurden weitestgehend eingestellt, da die Problematik der Kreuzkontamination über die Nafion-Membran bisher nicht ausreichend gelöst werden konnte [INT 2009, Oertel 2008].

Trotz der relativ hohen Kosten, gilt die VRB-Technik als vereinzelt marktverfügbar. Zukünftig problematisch an der favorisierten Vanadium-Variante könnte jedoch dessen Knappheit auf dem Weltmarkt sein. Die Forschungsarbeiten bei Redox-Flow-Systemen konzentrieren sich daher auf die Entwicklung neuer Elektrolytkombinationen sowie verbesserter Membranen.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass sich die Forschungsarbeiten unter Vernachlässigung der marktreifen Systeme, wie Blei-Säure- und nickelbasierte Akkumulatoren,

einerseits auf die Erhöhung der Zyklenzahl und Energiedichte (Lithium-Ionen, Hochtemperatur) als auch auf die Kostenreduktion (Redox-Flow) konzentrieren. Während die Redox-Flow-Batterien zukünftig als Langzeitspeicher oder zur Spannungsregulierung eingesetzt werden sollen, fokussiert die Lithium-Ionen-Technologie hauptsächlich die Elektromobilität als potenzielles Einsatzgebiet [AEE 2012].

4.1.4 Wasserstoff und Methanisierung

Analog Kapitel 3.1.4 werden in diesem Kapitel aktuelle Forschungsthemen bzgl. der Verwendung des überschüssigen regenerativ erzeugten Stroms zur Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse und zur Methanisierung dargestellt.

Elektrolyse

Innerhalb der Elektrolyseforschung befindet sich die *Hochtemperatur-Elektrolyse* noch in der Grundlagenforschung, weshalb noch keine kommerziellen Anlagen vorhanden sind. Auf Grund der hohen Temperaturen von 800 - 1.000 °C ist ein Dauerbetrieb der Anlage ratsam, um thermische Verluste beim Aufheizen der Anlage zu minimieren. Obwohl elektrischen Lastwechseln schnell gefolgt werden kann, ist die Dynamik aufgrund der empfindlichen Fest-Oxid-Bestandteile eingeschränkt. Durch das Auftreten von Beschädigungen am keramischen Körper durch temperaturbedingte, mechanische Spannungen, ist die HT-Elektrolyse für die angedachten Aufgaben nur bedingt geeignet.

Bei der *alkalischen und PEM-Elektrolyse* stellen die Verbesserung der Systemstabilität sowie die Reduktion der anfallenden Kosten die priorisierten Forschungsziele dar.

Wasserstoffspeicher

Für die Zwischenspeicherung des Wasserstoffs werden bei den *Metall-Hydrid-Speichern* aktuell verschiedene Legierungen, Materialien und Katalysatoren für den praktischen Einsatz analysiert, um schnellere Reaktionsabläufe und größere Speicherdichten zu ermöglichen. Der große Vorteil der Metall-Hydrid-Speicher gegenüber anderen Wasserstoffspeichersystemen ist in dem geringen Risiko zu sehen, welches im Falle einer Havarie von diesem Speichersystem ausgeht. Außerdem eröffnet die Speicherung von *Wasserstoff in porösen Medien* eine Reihe vielversprechender Ansätze, die sich jedoch in den meisten Fällen noch im Bereich der Grundlagenforschung bewegen. Es wird unterschieden zwischen kohlenstoffbasierten (Graphit Nanofasern, Nano-Tubes etc.) und nicht-kohlenstoffbasierten Speichermedien (Zeolithe, Silica-Gel, poröse Siliziumstrukturen). Die Speicherkapazität dieser Materialien basiert auf der großen inneren Oberfläche dieser Materialien [Garcke 2001, Tzimas 2003, Trudewind 2007].

Des Weiteren könnte der Wasserstoff in Salzkavernen zwischengespeichert werden. Forscher der Siemens AG haben festgestellt, dass in den Kavernen pro Jahr maximal 0,01 % des flüchtigen Gases durch Diffusion verloren gehen würden. Bei einem in der Salzkaverne vorhandenem Leck, verhalten sich die Steinsalzwände wie eine Flüssigkeit und verschließen sich selbstständig [Stanca 2011].

Eine relativ neue Idee zur Speicherung von Wasserstoff stellen die sogenannten *Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC)* dar, die durch Hydrierung Wasserstoffmoleküle an sich binden und dann als Trägermaterial dienen, das Wasserstoff sicher und langfristig speichern kann. Durch Dehydrierung wird der Wasserstoff wieder freigesetzt und kann dann für verschieden Zwecke genutzt werden. Die Forschergruppe in Erlangen um Professor Arlt und Professor Wasserscheid fokussiert derzeit die N-Ethylcarbazole, heterozyklische, aromatische Kohlenwasserstoffe, die bis zu sechs Wasserstoff-Moleküle aufnehmen können und so eine Speicherdichte von 1.900 Wh/kg erreichen. Die exotherme Hydrierung läuft in einem Temperaturbereich von 130 - 170 °C und einem Druck von ca. 70 bar unter Einfluss eines Ruthenium-Aluminiumoxid-Katalysators ab. Die Dehydrierung wird durch einen Platin-Aluminiumoxid-Katalysator gefördert und findet bei Umgebungsdruck in einem Temperaturfenster von ca. 200 - 230°C statt [Teichmann 2011]. Der Vorteil dieses Systems ist, dass Wasserstoff mit ausreichender Energiedichte sicher gespeichert, gelagert und auch transportiert werden kann. Insofern ist ein Einsatz im Mobilitätsbereich ebenso wie auch eine Rückverstromung denkbar, obwohl der Gesamtwirkungsgrad bei der Rückverstromung mit ca. 25 - 30% relativ gering ist [Müller 2011].

Ausblick Wasserstoff

In einem aktuellen Pilotprojekt zur Wasserstoffherzeugung aus regenerativen Quellen errichtet der Energieversorger E.ON im brandenburgischen Falkenhagen eine Anlage zur Umwandlung von Strom aus Windenergie zu Wasserstoff. Ab 2013 soll pro Stunde rund 360 m³ H₂ mittels Elektrolyse hergestellt werden. Anschließend soll der Wasserstoff in das Ontras-Ferngasnetz eingespeist werden [EON 2011].

Ein weiteres momentanes Forschungsprojekt ist das erste Hybridkraftwerk Deutschlands in Wittenhof, welches von der ENERTRAG AG betrieben wird. Das Kraftwerk basiert auf drei Windenergieanlagen mit einer Nennleistung von jeweils 2 MW sowie einer Biogasanlage. Seit Oktober 2011 wird über eine 500-kW-Wasserelektrolyse Wasserstoff (ca. 120 Nm³/h) zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung produziert. Für die Zwischenspeicherung des Wasserstoffs wurden fünf Druckbehälter installiert, welche jeweils ca. 1.300 kg Wasserstoff bei 31 bar speichern. Bei hohem Strombedarf wird der Wasserstoff mit dem produzierten Biogas gemischt und in zwei 350 kW-Blockheizkraftwerken verstromt. Die Verstromung erfolgt in einem Erdgas-BHKW, in dem sowohl eine Erdgas- als auch eine Wasserstoffnutzung integriert ist [PowertoGas 2012].

Methanisierung

In Deutschland wird aktuell in dem von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) koordinierten Forschungsprojekt »Power-to-Gas« die Umwandlung von Strom aus Erneuerbaren Energien in Wasserstoff oder synthetisches Erdgas sowie dessen Speicherung im Erdgasnetz diskutiert (vgl. Kapitel 3.1.4). Kooperationspartner aus Forschung und Wirtschaft sind u. a. Fraunhofer IWES, E.ON AG, Gazprom Germania GmbH und Siemens AG.

Eine erste Pilotanlage mit einer Leistung von 25 kW zur Herstellung von synthetischem Erdgas wird von der Firma SolarFuel GmbH seit November 2009 in Stuttgart betrieben. Der

Anlagenwirkungsgrad beträgt durchschnittlich 63 %. Das eingesetzte Verfahren wurde in Kooperation von ZSW und Fraunhofer IWES entwickelt. Eine zweite Testanlage mit einer Leistung von 250 kW wurde am gleichen Standort errichtet und soll mehr als 10 m³/h synthetisches Erdgas erzeugen. Ziel der SolarFuel GmbH ist, ab 2015 Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis 20 MW und einem Strom-Gas-Wirkungsgrad von mehr als 60 % anzubieten. Aufbauend auf dem Forschungsvorhaben von IWES und ZSW wird derzeit im Auftrag der AUDI AG eine industrielle Pilotanlage im Emsland errichtet. In der Pilotanlage mit einer elektrischen Leistung von ca. 6,3 MW soll ab 2013 ca. 4.000 m³ Erneuerbares Methan in Erdgasqualität täglich produziert werden. Ziel ist ein Wirkungsgrad von über 54 %. Das CO₂ für die Methanisierung wird aus einer Biogasanlage der EWE Energie AG entnommen [PowertoGas 2012]. Der Wirkungsgrad bei der Rückverstromung liegt beim aktuellen Stand der Entwicklung bei ca. 22 %. Sollte es gelingen die angestrebten Verbesserungen zu realisieren, ist ein Wirkungsgrad von ca. 33 %, unter Annahme der gleichen Rahmenbedingungen, zu erwarten (Annahmen: $\eta_{\text{Elektrolyse}} = 75 \%$; $\eta_{\text{Verstromung_GuD}} = 55 \%$) [Jentsch 2011, Müller 2011].

Die Zwischenspeicherung elektrischer Energie durch die Methanisierung befindet sich noch in einer sehr Forschungs- und Entwicklungsphase. Zukünftiger Forschungsaufwand bei der Wasserstofferzeugung sowie Methanisierung besteht unter anderem bei der Weiterentwicklung der Elektrolyseure (z. B. Hochdruckelektrolyseure) und der unterschiedlichen Methanisierungstechnologien. Um eine Marktetablierung im großtechnischen Maßstab zu realisieren muss der Fokus vor allem auf einer Steigerung des Gesamtwirkungsgrades und einer Reduzierung der Erzeugungskosten für Wasserstoff und Methan liegen..

4.2 Projekte und Schwerpunkte Wärmespeicher

Nachfolgend soll ein Überblick über aktuelle Forschungsschwerpunkte und Projekte betreffend der Wärmespeichertechnologie gegeben werden. Hierbei werden nacheinander sensible, latente und thermochemische Wärmespeichersysteme behandelt.

4.2.1 Sensible Wärmespeicher

4.2.1.1 Aktuelle Forschungsprojekte

Während im Niedertemperaturbereich derzeit marktverfügbare Speichersysteme existieren, besteht bei den sensiblen Speichern bzgl. der Hochtemperaturanwendungen weiterhin ein hoher Forschungsbedarf.

Ein aktuelles Forschungsprojekt ist die Entwicklung von *Hochtemperatur-Wärmespeichern für flexible GuD-Kraftwerke*. Seit 2009 wird in dem vom BMWi geförderten Projekt »Flexibilisierung von GuD-Kraftwerken durch Hochtemperatur-Wärmespeicher (FleGs)« ein Feststoff-Wärmespeicher für Betriebstemperaturen oberhalb von 500 °C entwickelt. Koordiniert von RWE Power sollen gemeinsam mit den Partnern ThyssenKrupp Xevon Energy, Paul Wurth R&E sowie dem DLR das Konzept für ein Full-Scale-GuD und die Komponententests im Technikum bis 2012

abgeschlossen werden. Der Bau einer FleGs-Pilotanlage mit einer Leistung von 10 MW und einer Speicherkapazität von 150 MWh ist derzeit am Heizkraftwerk Dortmund geplant [Moser 2012].

Durch das Projekt »ADELE« (s. Kapitel 4.1.1) wird die Eignung eines bis zu 40 m hohen Behälters mit Steinschüttungen oder keramischen Formsteinen als Hochtemperaturspeicher erprobt. Der zukünftige Wärmespeicher sollte eine thermische Speicherkapazität von bis zu 2.400 MWh enthalten, um bei Luftaustrittsbedingungen von 650 °C und 100 bar einen achtstündigen Turbinenbetrieb zu gewährleisten. Des Weiteren entwickelt das DLR in Zusammenarbeit mit der Firma Ed. Züblin AG einen Feststoffspeicher aus temperaturfestem Beton, der ein Speichermodul mit 400 kWh beinhaltet. Der Arbeitstemperaturbereich liegt zwischen 250 - 400 °C. Je nach Betriebsweise kann eine spezifische Speicherkapazität von 20 - 50 kWh/m³ erzielt werden. Feststoffspeicher werden in der Zukunft insbesondere für solarthermische Kraftwerke eine entscheidende Rolle spielen. Die derzeit bei Parabolrinnenkraftwerken eingesetzten Flüssigsalzspeicher benötigen hohe Investitionskosten und aufwändige Sicherheitstechnik, weshalb nach günstigeren Alternativen geforscht wird [TiB Tamme 2008].

Hierzu existieren Pilotanwendungen in Solarturmkraftwerken, wie der aus einer keramischen Schüttung bestehende Wärmespeicher des Solarturms Jülich. Betreut wird dieses Projekt von dem FZ Jülich und dem DLR.

4.2.1.2 Ausblick

Als zukünftig vielversprechend gelten *Hybridspeicher*, die sowohl einen Kurz- als auch einen Langzeitspeicher enthalten. Diese Systemvariante wurde in Attenkirchen zur solaren Nahwärmeversorgung realisiert. Das System ist eine Kombination aus einem Beton-Heißwasser-Wärmespeichers (Kurzzeitspeicher) und einem Ring mit Erdwärmesonden (Langzeitspeicher). Allgemein konzentrieren sich die Forschungsschwerpunkte bei den sensiblen Speichern aktuell auf die Weiterentwicklung der materialtechnischen Seite, wie z. B. die Optimierung von Energiedichten (spezifische Wärmekapazität, bautechnische Auslegung) und die Verbesserung von Dämmeigenschaften. Insbesondere Hochtemperaturanwendungen im Industriebereich sollen künftig verstärkt zur Steigerung der Energieeffizienz beitragen [Oertel 2008].

4.2.2 Latentwärmespeicher

4.2.2.1 Aktuelle Forschungsprojekte

Zur Optimierung der Wärmeleitfähigkeit bestehender Latentwärmespeicher werden in Projekten von DLR und industriellen Partnern Wärmeleitstrukturen aus hochleitfähigem Graphit (Massenanteil von 15 %) oder Metall in das Phasenwechselmaterial integriert. Mit einem Graphitanteil von 10 Vol.-% erhöht sich die Wärmeleitfähigkeit gegenüber dem reinen PCM um den Faktor 10 - 25. Eingesetzt werden Kalium- und Natriumnitrat und deren binäre Mischungen zur Abdeckung des Temperaturbereichs von 130 - 330 °C, um zukünftig die industrielle Abwärme zu nutzen. Die Wärmeleitfähigkeit dieser Materialien liegt bei 4 - 15 W/(mK). 2006 wurde ein solcher Speicher (NaNO₃-KNO₃-NaNO₂) bei 142 °C erfolgreich getestet. Mit solar erzeugtem Dampf wurde 2007 ein 100 kWh Speicher auf (NaNO₃-KNO₃)-Basis bei 222 °C erfolgreich getestet. 2009 erfolgte hierzu ein Test mit einem 800 kWh Speicher aus diesem

Material bei 306 °C und einem Dampfdruck von 100 bar in einem Kraftwerk [Laing 2011, INT 2009]. Der weltweit größte Hochtemperatur-Latentwärmespeicher mit 14 Tonnen NaNO₃ und einer Speicherkapazität von 700 kWh wurde vom DLR als Demonstrationsanlage für den Kraftwerkseinsatz 2010/2011 erfolgreich getestet (Betriebsdauer 2.949 h, 95 Zyklen) [Laing 2012].

In Projekten verschiedener Forschergruppen werden PCM zu Phasenwechselfluiden (Phase Change Slurries, PCS) weiterentwickelt. Diese Fluide bestehen aus einem PCM, welches verkapselt oder mit Tensiden stabilisiert (Fraunhofer UMSICHT) in eine kontinuierliche Phase (i.d.R. Wasser) eingebracht wird. Bei einem Masseanteil von bis zu 50 % PCM steht ein hoher Anteil der Schmelzwärme des Latentspeichermediums für die Speichieranwendung zur Verfügung. Gleichzeitig verbleibt das Fluid aber auch dann im flüssigen Zustand, wenn der Phasenwechsel des PCM zum kristallinen Zustand erfolgt ist. Somit ist das gesamte Medium pumpfähig, was für den Wärmeübergang nicht nur den Transportmechanismus der Wärmeleitung, sondern zusätzlich den wesentlich höheren konvektiven Wärmeaustausch ermöglicht. Weiterhin sind viele Heiz- und Kühlanwendungen als kontinuierliche Prozesse ausgelegt, sodass Fluide für den stetigen Wärmetransport erforderlich sind. PCS können für diese Anwendungen ohne weitere Transportmedien verwendet werden, wodurch mindestens ein zusätzlicher verlustbehafteter Wärmeübergang eingespart werden kann [Delgado 2012], [Huang 2009]

4.2.2.2 Ausblick

Ein Hauptforschungsziel bei den Latentwärmespeichern ist die Optimierung der Materialeigenschaften der PCMs. Dies geschieht z. B. durch den Einsatz von Phasenwechselfluiden (Phase Change Slurries, PCS), welche eine Kombination aus einem PCM und einer Trägerflüssigkeit sind. Der Vorteil an diesem System ist, dass die Trägerflüssigkeit im eingesetzten Temperaturbereich eine größere Energiemenge pro Volumen speichert als gebräuchliche Wärmeträgerfluide (z. B. Wasser). Somit können kompaktere Speicher erstellt werden. Außerdem wird momentan für den Temperaturbereich von 90 - 180°C der Einsatz von Zuckeralkoholen untersucht. Von Vorteil an dieser Materialklasse ist speziell die hohe potenzielle Energiedichte [Oertel 2008].

Des Weiteren konzentrieren sich aktuelle Forschungsarbeiten auf die Mikro- und Makroverkapselung der Speichermaterialien, um somit eine sehr hohe spezifische Oberfläche und kompakte Speichersysteme mit einer verbesserten Wärmeübertragung zu erhalten. Mit Hilfe der Verkapselung soll zusätzlich die Problematik der Unterkühlung bzw. Segregation verbessert werden, die bei einigen PCM (Salzgemische) auftritt. Bzgl. potenzieller Einsatzgebiete der Latentwärmespeicher sind neben dem großtechnischen Einsatz für die Solarwärmespeicherung auch die mobile Wärmespeicherung in Kombination mit BHKW oder Biogasanlagen im Fokus der Forschung und Entwicklung.

4.2.3 Thermochemische Speicher

4.2.3.1 Aktuelle Forschungsprojekte

Da die Bedeutung der Niedertemperaturwärmespeicher bei einem Ausbau der Solarthermie weiter ansteigen wird, finden am Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW) der Universität Stuttgart Untersuchungen zu thermochemischen Speichern für den Niedertemperaturbereich bis 100 °C statt. Favorisiert wird hierbei die Verbindung von Magnesiumsulfat, welches auf Zeolithgranulat aufgetragen wurde und dessen erzielte Speicherdichte ca. 120 kWh/m³ beträgt. Zusätzlich werden mögliche Hochtemperaturanwendungen ($T \geq 400$ °C) thermochemischer Speicher für Prozesswärme am Institut für Technische Thermodynamik des DLR untersucht [Kerskes 2011].

Fraunhofer UMSICHT untersucht am Standort Oberhausen organische Reaktionssysteme auf ihre Eignung als thermochemische Speicher. Als aussichtsreich werden hierbei thermoreversible Gleichgewichtsreaktionen zwischen speziellen Aminen und organischen Säuren betrachtet [Bruzz 2013].

Ein Einsatz als saisonaler Wärmespeicher gilt derzeit als umstritten, da lange Amortisationszeiten durch nur einen Nutzenzyklus pro Jahr eine Realisierung im Wohnbereich erschweren. Stattdessen wurden erfolgsversprechende Pilotprojekte bzw. Demonstrationsanlagen als Lastausgleich im Fernwärmenetz durchgeführt. Zu den Projekten zählen z. B. HYDES 65 (High Energy Density Sorption Heat Storage for Solar Space Heating), bei dem eine Testanlage für einen silikagelbasierten Adsorptionsspeicher erbaut wurde mit einer Energiedichte von ca. 120 kWh/m³, und dessen Nachfolgeprojekt MODESTORE (Modular High Energy Density Sorption Storage). Bei MODESTORE wurde ein Adsorptionsspeicher auf Zeolithbasis mit einer Energiedichte von ca. 150 kWh/m³ (unter Laborbedingungen) angefertigt. Der Adsorptionsspeicher mit insgesamt 1.000 kg Silikagel dient als Puffer zwischen dem Fernwärmenetz und dem Heizsystem einer Schule.

Ein weiteres zukünftiges Einsatzfeld der *Adsorptionsspeicher* ist die Verwendung als mobiler Wärmespeicher. In Deutschland wurden erste Untersuchungen zur Verwendung als mobile Wärmespeicher im Forschungsprojekt »Abwärmenutzung durch mobile Sorptionsspeicher« (Förderung: BMWi, Laufzeit: 2005 bis 2008) abgeschlossen. Der Einsatz als mobiler Sorptionsspeicher ist dabei nur wirtschaftlich rentabel, solange die Wärmeerzeuger und -abnehmer zwischen zwei und zehn Kilometer auseinander liegen und eine konstante Nachfrage besteht. Für Privathaushalte sind mobile Wärmespeicher aufgrund des Platzbedarfs und der hohen Investitionskosten nicht rentabel. Hinsichtlich dieser Thematik erprobt das ZAE Bayern den Demonstrationseinsatz eines mobilen Adsorptionsspeicher auf Zeolithbasis. International sind vor allem Japan und Schweden auf dem Gebiet der mobilen Wärmespeicherung aktiv [TiB Grosch 2008, Oertel 2008].

Da *Absorptionsspeicher* momentan weniger für reine Heizzwecke geeignet sind, wurde in einem Pilotprojekt ein System für die Klimatisierung und Entfeuchtung in einem Münchner Jazzclub mit ca. 200 Speicherzyklen im Jahr erfolgreich installiert. Durch eine Kombination des Absorptionsspeichers mit einem nachgeschalteten Befeuchter wird die Luft für die Gebäudeklimatisierung abgekühlt. Folglich wird eine bessere Auslastung des Speichersystems

erreicht. Weitere Prototypen und Demonstrationsanlagen existieren im Leistungsbereich von 10 - 100 kW [AEE 2009].

4.2.3.2 Ausblick

Neben den Ad- und Absorptionsspeichern befinden sich thermochemische Speicher auf der Basis *reversibler chemischer Bindungen* noch weitgehend im Forschungs- und Entwicklungsstadium. Vielversprechend für die Hochtemperaturanwendung ist dabei das Reaktionssystem $\text{Ca(OH)}_2/\text{CaO}$, die Zersetzung von Metallhydroxiden. Die Reversibilität und Zyklenstabilität von kommerziellem Speicher material (Ca(OH)_2 , > 97,8 % Reinheit, $d_{50} = 5,26 \mu\text{m}$) wurde laut [Kerskes 2011] im Laborversuch für 100 Zyklen nachgewiesen. Der Einsatz als Langzeitspeicher befindet sich noch größtenteils in der Entwicklungsphase in Form von Pilotprojekten und Demonstrationsanlagen. Neben der Verwendung als Heizungssysteme besteht aktuell großes Potenzial für den Einsatz als temporärer Zwischenspeicher bei der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung. Bei kleinen Anlagen könnte somit die ganzjährige Abwärmenutzung gewährleistet und die Effizienz bei stromgeführten Betrieb gesteigert werden. Weiterer Bedarf der Speichersysteme besteht unter anderem bei Parabolrinnenkraftwerken, um die kostenintensiven Flüssigsalzspeicher zu ersetzen [AEE 2009].

4.3 Institute und Forschungsschwerpunkte

4.3.1 Energiespeicherforschung Europa

Für die Netunterstützung soll die Speicherung von Energie aus fluktuierenden Quellen, wie Photovoltaik und Windkraft, in Europa vorangetrieben werden. Im *7. EU-Forschungsrahmenprogramm (FP7)* (Laufzeit 2007 - 2013) wird die Erforschung von Energiespeichersystemen unter dem Thema »Intelligente Energienetze«, einer von neun Schwerpunkten für die nicht-nukleare Energieforschung, behandelt. Im Vorgängerprojekt FP6 wurde die Entwicklung von Technologien wie Batterien (hauptsächlich Lithium-Ionen), Schwungräder, Druckluftspeicher, SMES und Kondensatoren gefördert. Im FP7 werden Speichertechnologien im Zusammenhang zu Produktions- und Verteilungslasten (Leistungsfähigkeit des Netzes) analysiert. Schwerpunkte sind die gekoppelte Stromproduktion sowie Speicherung, der Einsatz von Speichertechnologien zum Ausbau der Leistungsfähigkeit der Netze sowie Netzmanagementmethoden. Die Schwerpunkte der Wärmespeicher konzentrieren sich auf die Entwicklung und den Einsatz neuer Materialien für PCM und thermochemische Speicher sowie die Optimierung der Speicherdämmung. Weitere Ziele sind die Kostenreduktion und die Systemintegration [Oertel 2008].

4.3.2 Energiespeicherforschung Deutschland

Innerhalb Deutschland repräsentiert der *ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (FVEE)* rund 80 % der Forschungskapazität für Erneuerbare Energien in Deutschland und stellt das größte koordinierte Forschungsnetz für Erneuerbare Energien in Europa dar. Mitglieder im FVEE sind u. a. das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), das Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), das

Forschungszentrum Jülich, das ZAE Bayern und das Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung (ZSW).

Das Forschungsprofil des FVEE für Stromspeicher wird anhand der folgenden Schwerpunkte gegliedert:

- Entwicklung neuer Batteriematerialien: u. a. Synthese von Elektrodenmaterialien sowie Elektrolyte (ZAE Bayern, ZSW, FZ Jülich, DLR)
- Neue Batteriekonzepte und Zelltechnologien: u. a. Lithium-Schwefel, Lithium-Luft (DLR, ZSW), Superkondensatoren (ZAE Bayern) und Redox-Flow-Batterien (ZAE Bayern, ZSW, Fraunhofer ISE)
- Alterungsmechanismen (DLR, ZSW, Fraunhofer ISE)
- Elektrochemische Stromspeicher und Elektromobilität (Fraunhofer ISE, Fraunhofer IWES, ZSW, DLR)

Im Mai 2011 wurde die Förderinitiative Energiespeicher gegründet und 200 Mio. € für die Erforschung von Energiespeichern bereitgestellt. Die Rahmenbedingungen der von der Bundesregierung geförderten Forschungsaktivitäten werden im 5. Energieforschungsprogramm »Innovation und neue Energietechnologien« geregelt. Die Zuständigkeiten werden auf die nachstehenden fünf Ministerien verteilt:

- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): Speicherung elektrischer Energie u. a. durch adiabate Druckluftspeicher und Li-Ionen-Batterien sowie Brennstoffzellen und Wasserstoff für stationäre Anwendungen
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Projektförderung Erneuerbare Energien durch die Speicherentwicklung für Niedertemperatur-Solarthermie und solarthermische Kraftwerke sowie Optimierung des Stromversorgungssystems
- Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) mit dem Forschungsgebiet Bioenergie
- Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF): Grundlagenforschung »Energie 2020+« z. B. Energieeffizienz, effektiver Einsatz von Speichern in Stromnetzen und dezentrale Einspeisung Erneuerbarer Energien
- Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS): »Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Technologie«
- Unterstützung von BMWi, BMU und BMBF durch den Projektträger FZ Jülich

4.3.2.1 Energiespeicherforschung Fraunhofer UMSICHT

Unter Koordination von *Fraunhofer UMSICHT* mit Standort in Oberhausen forscht das Fraunhofer-Netzwerk »Energiespeichersysteme und -netze« an den folgenden Themengebieten und verfolgt das Ziel neue Technologien und Systeme zur dezentralen elektrischen Energiespeicherung zu entwickeln:

- stationäre Batteriespeichersysteme wie z. B. Flow-, Lithium-Ionen- und NaS-Batterien, Druckluftspeicherkraftwerke (CAES) und Wasserstoffspeichersysteme

- thermische Speicher: sensible Speichersysteme, Latentwärmespeicher, thermochemische Speicher, Wärmetauscher für hohe Leistungsdichten, Simulation der Speicherkomponenten und Thermomanagement von elektrischen Speichern

Zusätzlich beschäftigt sich Fraunhofer UMSICHT innerhalb der elektrischen Energiespeicherung mit der Entwicklung von Redox-Flow-Batterien, der Optimierung von CAES-Anlagen sowie der Netzintegration von Speichern.

Innerhalb des Themengebietes CAES entwickelt Fraunhofer UMSICHT neue Anlagenkonzepte zumeist adiabater Druckluftspeicher (A-CAES). Zur Auslegung effizienter und emissionsfreier Druckluftspeicherkraftwerke werden unter anderem selbst entwickelte physikalische Modelle zur dynamischen Simulation des Anlagenverhaltens eingesetzt. Eine Besonderheit dieser Modelle stellt die Implementierung von Stoffdaten für feuchte Luft dar [Wolf 2011, Budt 2012].

Zur techno-ökonomischen Bewertung unterschiedlicher Kombinationen aus Speichertechnologie und Speicheranwendung hat Fraunhofer UMSICHT das generische Optimierungsmodell für Energiespeicher (GOMES®) entwickelt. Durch Optimierung des Speicherbetriebs mit viertelstündlicher, zeitlicher Auflösung kann der maximale, jährlich erzielbare Erlös erhalten und für Aussagen über die Wirtschaftlichkeit bspw. in Break-Even-Investitionskosten umgerechnet werden [Wolf2012][Kanngießer2012].

Bei der thermochemischen Energiespeicherung im Nieder- bis Mitteltemperaturbereich (max. 200 °C) untersucht Fraunhofer UMSICHT in dem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) geförderten Forschungsprojekt »Chemergy« neue Materialien. Anforderungen an die Wärmespeicher sind hohe Dichten bei gleichzeitig geringen Energieverlusten. Die Materialeigenschaften müssen gezielt beeinflussbar sein, sowie pumpfähig und umweltverträglich. Mögliches Anwendungsgebiet ist die Lebensmittelindustrie. Des Weiteren wird im Niedertemperaturbereich bzgl. der Latent- und Sorptionsspeicher geforscht. Im Forschungsprojekt werden insbesondere thermoreversible Reaktionssysteme untersucht, die über einen reinen Temperaturwechsel die Lage der Gleichgewichtsreaktion verschieben. Eine zukünftige Herausforderung ist, dass die Speicherdichten mit sinkendem Temperaturniveau sehr stark abnehmen.

In Kooperation mit dem Max-Planck-Institut (MPI) für Kohlenforschung findet derzeit das Forschungsprojekt »Forschungsplattform Heterogene Katalyse« statt. Ziel ist die Entwicklung eines neuen kontinuierlichen katalytischen Verfahrens zur Herstellung von kraftstofffähigem Dimethylether (DME) aus Synthesegas, welches aus der Vergasung lignocellulosehaltiger Biomasse hergestellt wird. Das zu entwickelnde katalytische Verfahren soll eine einstufige Direktsynthese ermöglichen und an eine Biomassevergasung angekoppelt werden. Aus dem integrierten Prozess können anschließend Strom, Wärme, Treibstoffe und Basischemikalien gewonnen werden. Aus diesem Forschungsbereich ist außerdem die *Fraunhofer Projektgruppe BioCat* in Straubing zu nennen, Mitglied des Fraunhofer-Instituts für Grenzflächen- und Bioverfahrenstechnik IGB, die Katalysatoren und Prozesse für die Umwandlung (Chemo- und Biotransformation) pflanzlicher Rohstoffe entwickelt [UMSICHT 2011].

4.3.3 Energiespeicherforschung Bayern

In Bayern beschäftigt sich das *Bayerische Zentrum für Angewandte Energieforschung e. V. (ZAE Bayern)* sowohl mit elektrischen als auch mit thermischen Energiespeichern. Zukünftige Forschungsarbeiten zur Energiespeicherung werden im Rahmen des Speicherzentrums *ZAE-ST* stattfinden. Themengebiete bei der elektrischen Energiespeicherung sind u. a. Supercaps und Redox-Flow-Systeme. Hierzu erfolgt eine Zusammenarbeit mit dem Lehrstuhl für elektrische Energiespeichertechnik (TUM-EES) und dem Lehrstuhl für technische Elektrochemie (TUM-TEC) der Technischen Universität München. Das Forschungsthema »Energieträgerbasierte elektrische Energiespeichersysteme« konzentriert sich auf stationäre Systeme. Bei den thermischen Energiespeichern werden alle Wärmespeichersysteme (sensible, latent, thermochemisch) hinsichtlich der Materialentwicklung und -charakterisierung untersucht, mit dem Ziel aus den Ergebnissen Demonstrationsanlagen zu entwickeln. Bei den thermochemischen Speichern existieren u. a. die Projekte »Offene Adsorptionsspeicher mit Zeolith« zur Energieeinsparung oder das Projekt »Mobile thermische Speicher«. Zusätzlich werden die Kompetenzen durch das neue Forschungsgebiet »Systemanalyse: Energiespeichertechnologien« vertieft.

Am Institutsteil in Sulzbach-Rosenberg des Fraunhofer UMSICHT sowie der Straubinger Projektgruppe BioCat des Fraunhofer IGB wird am Centrum für Energiespeicherung in den Themengebieten Systemanalyse, chemische und thermische Speicher vor allem an der industriellen Umsetzung von Speichertechnologien geforscht. Ein Schwerpunkt dieses Centrums ist das Konzept der Biobatterie des Institutsteils in Sulzbach-Rosenberg von Fraunhofer UMSICHT. Die Biobatterie steht für einen Technologie-Pool verschiedener, umweltfreundlicher Innovationen. Biogas, thermische Speicher, Vergaser, Pyrolysereaktoren und Motoren zur Stromerzeugung stehen im Zentrum des Konzepts. Als Input dienen Überschussstrom aus erneuerbaren Quellen sowie biogene Reststoffe oder andere organische Abfälle. Durch eine Kombination der intermediären Pyrolyse mit einer integrierten Reformingstufe werden Restbiomasse und Überschussstrom zu den Produkten Öl, Gas und Biokoks gewandelt. Der Freistaat Bayern fördert das Centrum für Energiespeicherung mit 20 Mio EUR.

Der *Energie Campus Nürnberg (EnCN)* wurde 2011 gegründet und wird von der bayerischen Staatsregierung in den nächsten fünf Jahren mit 19 Millionen Euro unterstützt. Mitglieder sind die Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), die Georg-Simon-Ohm-Hochschule Nürnberg (OHM), die Fraunhofer Institute für integrierte Schaltungen (IIS), für integrierte Systeme und Bauelementetechnologie (IISB) und für Bauphysik (IBP) sowie das ZAE Bayern. Mit der Thematik Speichermaterialien und -systeme beschäftigen sich die folgenden Projekte

- MATSOL (Prof. Dr.-Ing. Wondraczek): »Strukturelle Konzentration-, Receiver- und Speicherwerkstoffe für die solare Energiewandlung«
- TRANSPORT (Prof. Dr. Wasserscheid): »Stofflicher Energietransport – Wasserstoffspeicherung in Ammoniak, Methanol und Perhydro-N-ethylcarbazol sowie katalytische Technologien zur Wasserstoffbeladung und -entladung«
- NET (Prof. Dr.-Ing. Heuberger, Ronge): »Integration der Speicher im zukünftigen Stromnetz«

Ebenfalls gefördert von der bayerischen Staatsregierung wird das Bavarian Hydrogen-Center (BH₂C), ein Kooperationsprojekt der FAU mit der Technischen Universität München, der

Universität Bayreuth und der Hochschule Amberg. Primäre Projektziele sind sowohl Wasserstoff aus ausschließlich regenerativen Quellen zu gewinnen und zu nutzen als auch den systematischen Ausbau der chemischen Energiespeicherung mit Wasserstoff, die sogenannte Wasserstoff-LOHC-Technologie, voranzutreiben, die von Prof. Dr. Arlt und Prof. Dr. Wasserscheid entwickelt wurde (vgl. Kapitel 4.1.4).

An der *Universität Bayreuth* am Lehrstuhl für Technische Thermodynamik und Transportprozesse, geleitet von Prof. Dr.-Ing. Brüggemann, beschäftigt man sich mit der Analyse, Bewertung und Weiterentwicklung von Energiewandlungstechniken (z. B. Abwärmenutzung über Kraft-Wärme-Kopplung und Organic Rankine Cycle). Zusätzlich wird das *Zentrum für Energietechnik (ZET)* von Prof. Dr.-Ing. Brüggemann geleitet, das Latentwärmespeicher (PCM, PCS) für die stationäre und mobile Anwendung entwickelt. Ein erstes Pilotprojekt war die »Nutzung industrieller Abwärme in grenznahen und strukturschwachen Gebieten Oberfrankens mittels mobiler thermischer Speicher« mit einer Laufzeit von 2009 - 2011.

Im Hochschulbereich verfügt außerdem die *Fachhochschule Amberg-Weiden (HAW)* seit 2012 über ein »Kompetenzzentrum für Kraft-Wärme-Kopplung«, welches von Prof. Dr. Brautsch geleitet wird. Zukünftige Themengebiete zur Effizienzsteigerung der Kraft-Wärme-Kopplung beinhalten auch Wärmespeicher oder Batteriespeicher.

5 Wirtschaftlichkeit Speichersysteme

Die Wirtschaftlichkeitsbewertung von Speichersystemen ist aufgrund schwer quantifizierbarer Faktoren relativ komplex. Sowohl eine kaum vorhandene Marktetablierung als auch -reife der Energiespeichersysteme, rechtliche Unklarheiten und Schwierigkeiten innerhalb der Dimensionierungsansätze (geplanter Einsatzbereich sowie Entwicklungsstadium des Systems) erschweren eine wirtschaftliche Prognose.

Im nachfolgenden Abschnitt werden potenzielle Kosten und Erlöse bereits bestehender Stromspeichersysteme, die allgemein als marktreif gelten, analysiert. Für die in Kapitel 3 und 4 erläuterten Konversionsverfahren zur Herstellung von Wasserstoff und zur Methanisierung aus regenerativen Quellen existieren noch keine kommerziell verfügbaren Anlagen, was aktuell eine wirtschaftliche Bewertung dieser Systeme erschwert. Zusammenfassend wird eine Marktreife beider Systeme nur bei einer Verbesserung der Wirkungsgrade und einer Reduktion der Kosten für die Bereitstellung des Wasserstoffs und des Methans erwartet.

5.1 Kosten Energiespeichersysteme

Für die Erstellung einer Wirtschaftlichkeitsbewertung müssen Faktoren wie z. B. die Speicherlaufzeit, die -effizienz oder das Einsatzgebiet beachtet werden, die eine entscheidende Rolle bei den anfallenden Kosten spielen. U. a. nimmt die Wirtschaftlichkeit mit steigender Zyklenzahl der Be- und Entladung zu, da somit eine bessere Auslastung der Anlage erfolgt und eine schnellere Amortisation erreicht werden kann. Nur anhand von Lernkurven lässt sich zukünftig der Einfluss einzelner Faktoren auf die Wirtschaftlichkeit des betrachteten Systems langfristig abschätzen. Die für die Energiespeichersysteme anfallenden Kosten werden sowohl in Betriebs-, Wartungs- und Reparaturkosten als auch in Investitionskosten, die entscheidend für eine wirtschaftliche Bewertung sind, unterteilt.

5.1.1 Stromspeicher

Neben den erwähnten Kosten sind innerhalb der Stromspeicher speziell die zu erwartenden Stromgestehungskosten des jeweiligen Speichersystems relevant. Diese liefern darüber Auskunft, welche Kosten in Euro bei der Abgabe einer $\text{kWh}_{\text{Output}}$ an Strom bei dem entsprechenden Speicher anfallen und bieten somit die Möglichkeit für einen Systemvergleich. Die Stromgestehungskosten können sich innerhalb einer Speichertechnologie in Abhängigkeit der jeweiligen Auslastung oder Speicherkapazität stark differenzieren. Ein Anstieg der Stromgestehungskosten erfolgt gewissermaßen, wenn der aus dem Stromnetz aufgenommene Ladestrom bereits zu hohen Kosten eingespeist wird und das eingesetzte Speichersystem einen niedrigen Wirkungsgrad bei der Rückverstromung bzw. hohe Verluste bei der zugeführten Strommenge aufweist [AEE 2012].

Allerdings ist ein Kostenvergleich verschiedener Energiespeichertechnologien nur auf Basis eines Referenzsystems, welches durch die Konstruktionsdaten eindeutig definiert wird, möglich. Die zur Bewertung der spezifischen Speicherinvestitionskosten relevanten Parameter werden

orientierend an [Sauer 2011] in Abbildung 39 dargestellt. Hierzu werden zuerst die Konstruktionsdaten des Speichersystems, hier blau hinterlegt, als Referenz bestimmt. Anschließend erfolgt eine detaillierte Systembetrachtung, indem die spezifischen Speicherdaten und -parameter definiert werden, hier grün hinterlegt. Nach der Datenauswertung erfolgt die Bestimmung der spezifischen Speicherinvestitionskosten in €/kWh.

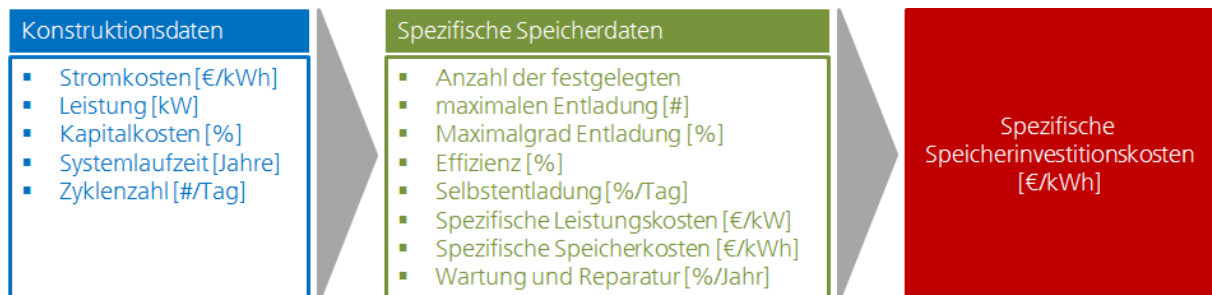


Abbildung 39: Einflussfaktoren spezifischer Stromspeicherinvestitionskosten unterteilt nach den Konstruktionsdaten des Speichersystem (blau) und den spezifischen Speicherdaten (grün) nach [Sauer 2011]

Anhand dieses Prinzips wird momentan von der RWTH Aachen eine Bewertungsmethode zur statischen Kalkulation eines Speichersystems angeboten, welche von Prof. Dr. Sauer entwickelt wurde. Die Software kalkuliert die Lebenszyklenkosten eines Speichersystems für einen Referenzfall, der durch die be- und entladene Leistung, die von dem Speichersystem erforderte Energie, die Zyklenanzahl pro Tag, die angenommene Laufzeit sowie die Kapital- und Stromkosten charakterisiert wird.

In Abhängigkeit des betrachteten Speichersystems ergeben sich erhebliche Kostenspannen bzgl. der spezifischen Investitionskosten. Ausgewählte Speicher- und Leistungsinvestitionskosten zu den jeweiligen Stromspeichern sind nach [Pehnt 2009] in Abbildung 40 zu sehen.

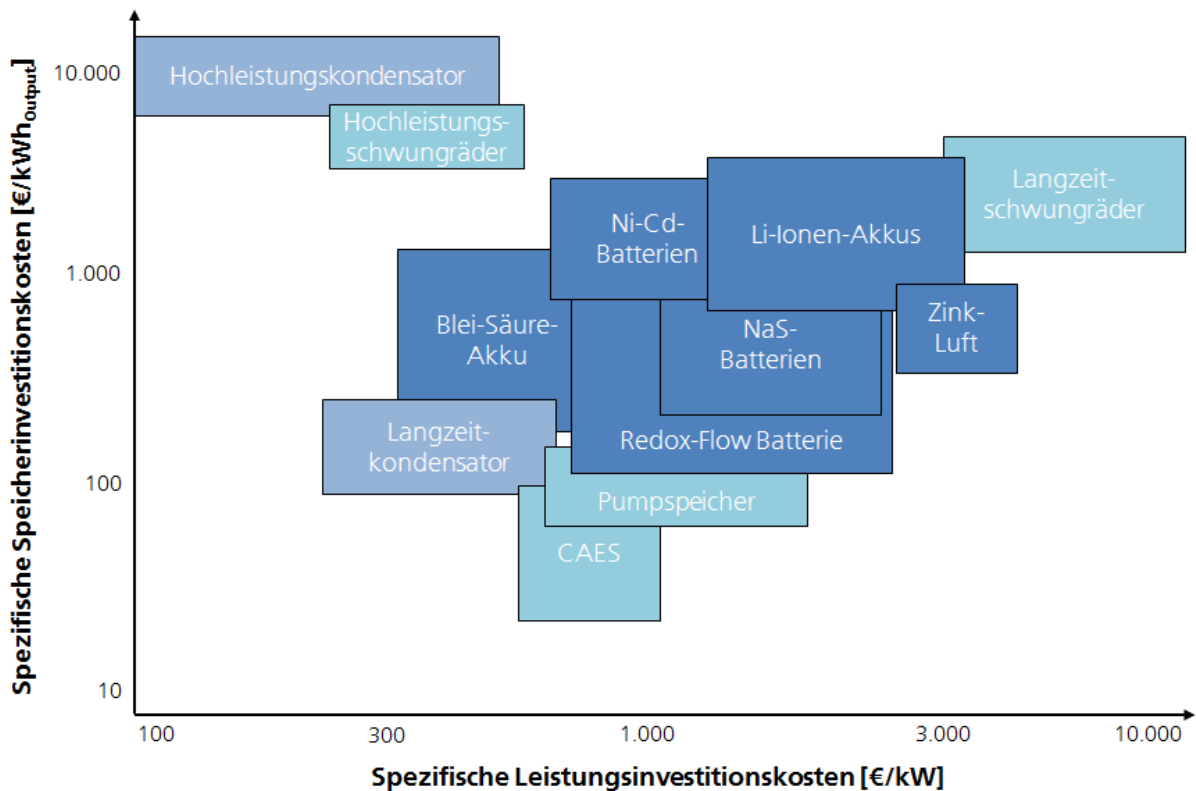


Abbildung 40: Einordnung der spezifischen Investitionskosten verschiedener Stromspeichertechnologien nach [Pehnt 2009]

Bei den SMES sind neben den Investitionskosten von ca. 350.000 €/MW zusätzlich relativ hohe Betriebskosten zu erwarten. Wirtschaftlichkeitsanalysen zeigen, dass geplante Großanlagen mit Speicherkapazitäten von 1.000 bis 5.000 MWh zum Tages/ Nachtausgleich derzeit nicht profitabel sind. Die zu erwartenden Investitionskosten von Kondensatoren liegen zwischen 200 €/kW und 1.000 €/kW bzw. bei ca. 16.000 €/kWh [Outlook 2008, Oertel 2008, INT 2009, Willer 2003].

Zusammenfassend gelten zurzeit Pumpspeicherkraftwerke als die wirtschaftlichste Stromspeichervariante, da diese am Markt bereits etabliert sind und die dazugehörige Technik weitgehend ausgereift ist. Eine wirtschaftlich vielversprechende Alternative bilden die AA-CAES-Kraftwerke, jedoch müssen noch die Fortschritte bei der technischen Umsetzung abgewartet werden [FfE 2009]. Die Schätzungen für die spezifischen Investitionskosten der AA-CAES liegen zwischen 850 - 1.200 €/kW. Bei den zusätzlich relevanten H₂-/ Brennstoffzellen-Systemen werden Kostenspannen für die Lade-/ Entladeeinheit von 2.000 - 6.000 €/kW angenommen [Pehnt 2009].

5.1.2 Wärmespeicher

In Bezug auf bestehende Wärmespeichertechnologien wird eine Übersicht über die spezifischen Investitionskosten in €/kWh nach [abwaerme 2012, AEE 2009] in Tabelle 15 wiedergegeben. Zu

beachten ist, dass insbesondere bei den sensiblen Speichern eine starke Abhängigkeit zwischen den Investitionskosten und dem Speichervolumen besteht.

Tabelle 15: *Auswahl spezifische Investitionskosten von Wärmespeichersystemen [abwaerme 2012, AEE 2009]*

Wärmespeicher	Spezifische Investitionskosten
Kies-Wasser-Speicher	1,4 - 6 €/kWh
Aquifer-Speicher	0,3 - 1,4 €/kWh
Erdsondenspeicher	0,7 - 2 €/kWh
Fluidspeicher mit Flüssigsalz	30 - 40 €/kWh
Warm- bzw. Heißwasserspeicher	0,5 - 7 €/kWh
Feststoffspeicher (Beton)	15 - 20 €/kWh
Latentwärmespeicher	100 - 200 €/kWh
Sorptions-/ Thermochemische Speicher (Sorptionsmedien: 2 - 5 €/kg)	50 - 100 €/kWh

Momentan zeichnen sich die sensiblen Wärmespeichersysteme aufgrund ihrer niedrigen Materialkosten noch als die ökonomisch günstigste Speichervariante aus, jedoch tendieren die spezifischen Investitionskosten der latenten und thermochemischen Speicher dazu mit stetigem Forschungsfortschritt bei der Materialentwicklung weiter zu sinken. Somit wird aufgrund der höheren Energiedichte dieser Systeme gegenüber den sensiblen Speichern deren wirtschaftliche Attraktivität zukünftig ansteigen.

5.2 Erlöse Energiespeichersysteme

5.2.1 Stromspeicher

Die Erlöse der Stromspeicher ergeben sich aus der Speicherung von preisgünstigem Strom (Off-Peak) und der Entladung in Tageszeiten mit hoher Last sowie entsprechend hohen Strompreisen (Peak), s. Abbildung 41. Der Erlös ergibt sich aus der Preisdifferenz zwischen dem Einkaufspreis (Einspeichern) und dem Verkaufspreis (Auspeichern) abzüglich der Wirkungsgradverluste. Ein wirtschaftlicher Speicherbetrieb lässt sich realisieren, indem eine möglichst hohe Differenz zwischen den peak und off-peak Preisen, der sogenannte Spread, vorliegt.

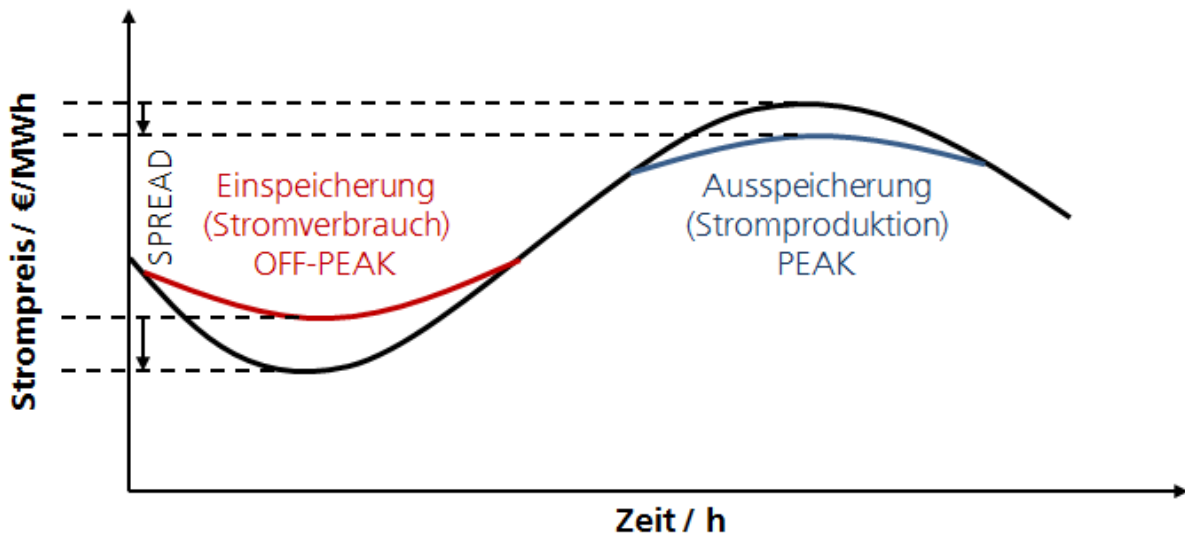


Abbildung 41: Beurteilung der erzielbaren Erlöse anhand off-peak und peak-Strompreise [dena 2012]

Ein weiterer relevanter Faktor ist außerdem die Zyklenanzahl des Stromspeichers pro Jahr, da die Jahreserlöse mit den Zyklen der Aus- und Einspeisung steigen.

Der Einsatz von Energiespeichern soll zu einer Glättung der Residuallast, dem Anteil der Stromnachfrage (Last), welcher nicht durch Erneuerbare Energien abgedeckt werden kann, führen. Dies resultiert in einer gleichzeitigen Glättung der Preisschwankungen an den Strommärkten, da durch die Beladung der Stromspeicher mittels fluktuierender Energieträger bei geringer Stromnachfrage zusätzliche Last erzeugt und durch die Entladung der Stromspeicher bei hoher Energienachfrage Strom geliefert wird. Durch den Anstieg des Anteils an fluktuierenden Erneuerbaren Energien im Versorgungssystem müssen außerdem Wetterlagen von mehreren Tagen und somit saisonale Unterschiede überbrückt werden. Saisonale Speicher erzielen eine niedrige Speicherzyklenzahl pro Jahr, deren Refinanzierung nur durch ausreichend hohe Erlöse erwirtschaftet werden kann. Zukünftig müssen noch die Voraussetzungen für eine wirtschaftliche Betriebsweise der saisonalen Speicher geklärt werden, da diese mit Ausnahme der Speicherseen der Alpenländer noch nicht im Stromversorgungssystem existieren [dena 2012].

Aktuell stehen die Stromspeicher noch in wirtschaftlicher Konkurrenz zu Spitzenlastanlagen (z. B. GuD-Anlagen, Kohlekraftwerke), die von Spitzenstrompreisen profitieren und häufig mit geringeren Investitionskosten errichtet werden. Allerdings muss beachtet werden, dass jedes neu installierte Speichersystem die Wirtschaftlichkeit bestehender Anlagen gefährdet und die Speichersysteme gegenseitig in Konkurrenz stehen. Ein Anstieg der Konkurrenz führt somit zu sinkenden Erlösen einzelner Speicher [Radgen 2010].

Ein Hemmnis für die Investition in neue Stromspeichertechniken stellt neben der fehlenden gesetzlich verankerten Definition eines Speichersystems momentan noch die gesetzliche Grundlage durch das EEG und EnWG dar. Unter anderem wird durch den »§12 Härtefallregelung« des EEG festgelegt, dass bei einer reduzierten Stromeinspeisung, die durch Erneuerbare Energien produziert wurde, die entsprechenden Anlagenbetreiber für 95 % der entgangenen Einnahmen zu entschädigen sind. Übersteigen die entgangenen Einnahmen in

einem Jahr 1 % der Einnahmen dieses Jahres, ist eine Entschädigung bis zu 100 % möglich [EEG 2012].

Umstritten ist derzeit die Änderung des § 37 Absatz 2 und 3 EEG 2012. Hierbei wird eine gesetzliche Klarstellung gefordert, um zu gewährleisten, dass Stromspeicher, welche Strom aus dem öffentlichen Versorgungsnetz beziehen und dorthin zurückspeisen, nicht als Letztverbraucher gedeutet werden und damit nicht EEG-umlagepflichtig sind. Zusätzlich sollen die Stromspeicher von den Netzentgelten befreit werden. Ein Fortschritt zur Förderung der Speichertechniken ist daher die Definition des § 118 Absatz 6 Satz 3 im EnWG, welcher besagt, dass durch Stromspeicher die elektrische Energie »chemisch, mechanisch oder physikalisch« gespeichert wird und somit nicht als Letztverbraucher interpretiert werden können [BDEW 2011].

5.2.2 Wärmespeicher

Innerhalb der Wärmespeichertechnologie ist das Ausmaß der erzielbaren Erlöse u. a. von den nachfolgenden Faktoren stark abhängig:

- Wirkungsgrad sowie Energiespeicherdichte der eingesetzten Wärmespeicher
- Dimensionierung bzw. Einsatzgebiet des Wärmespeichers (Kurzzeit-/ Langzeitspeicher)
- Nutzungsdauer bzw. Zyklenzahl der Wärmebe- und -entladung innerhalb eines definierten Zeitraums (z. B. pro Jahr)
- Einsparung der eingesetzten Energieträger durch (Ab-)wärmenutzung (z. B. in industriellen Prozessen)
- Energieeffizienzsteigerung der Prozesse nach Systemintegration des Wärmespeichers (z. B. bei Photovoltaikanlagen oder AA-CAES)
- Einsatz von Wärmespeichern in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (z. B. Gewinne aus Stromerzeugung durch ORC-Anlagen)
- Gesetzliche Rahmenbedingungen (z. B. EEG)

Ein wirtschaftlich sinnvoller Betrieb der Energiespeichersysteme kann daher nur gewährleistet werden, wenn vor der Systemintegration der Speicherbedarf exakt analysiert und definiert wurde.

Wie bereits in Kapitel 4.2 erwähnt, werden Wärmespeicher insbesondere für industrielle Anwendungen im Hochtemperaturbereich benötigt, um die Effizienz der Kraftwerke (stromgeführte BHKW, GuD, AA-CAES) und somit deren Wirtschaftlichkeit zu steigern. Des Weiteren besteht bei neu errichteten Anlagen der Vergütungsanspruch nach §27 EEG für Strom aus Biomasse nur, solange 60 % des in dem jeweiligen Kalenderjahr produzierten Stroms mittels Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird. Diese Regelung schafft einen attraktiven Anreiz für die Investition in Wärmespeicher, um überschüssige Wärme zwischenspeichern und bei Bedarf abzurufen (z. B. Einspeisung in Fernwärmenetz, Kombination mit ORC, Heizzwecke). Somit wird gewährleistet, dass stromgeführte BHKWs bzw. mit nachwachsenden Rohstoffen betriebene BHKW höhere Einspeisetarife für den produzierten Strom erhalten, deren Höhe durch das EEG festgelegt wurde [EEG 2012].

5.3 Studie: Elektrische Energiespeicher für einen Windpark

Bei Fraunhofer UMSICHT, Institutsteil Sulzbach-Rosenberg wurde bereits in einer weiteren Studie untersucht, inwiefern sich elektrische Energiespeicher für den Lastausgleich von überschüssig produziertem Strom aus Windkraftanlagen lohnen.

Wie in Abbildung 42 zu erkennen ist, können Stromspeicher für die zeitliche Entkopplung von Energiebedarf und Angebot im Bereich der Windenergie sorgen.

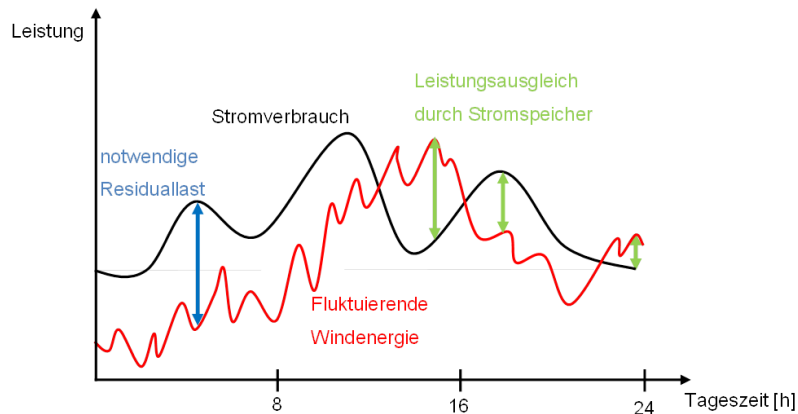


Abbildung 42: Tagesganglinie mit Leistungsausgleich durch Stromspeicher

Ohne Speichersystem kann die netzseitige Last durch Windenergie nicht vollständig gedeckt werden, wie in der Abbildung im Zeitraum von 0 bis ca. 12 Uhr zu sehen ist. Daher wird durch Wind mehr Energie bereitgestellt als verbraucht wird, sodass beim Einsatz von Speichersystemen die überschüssige Energie eingespeichert werden kann. Diese Energie kann im gezeigten Beispiel von ca. 16 bis 22 Uhr zum Ausgleich der Bedarfsspitze dienen, während von 22 bis 24 Uhr wieder Energie eingespeichert werden kann.



Abbildung 43: Der analysierte Windpark

Die überschüssige Energie eines Windparks mit einer installierten Gesamtleistung von 7,8 MW ist in Abbildung 44 aufgetragen.

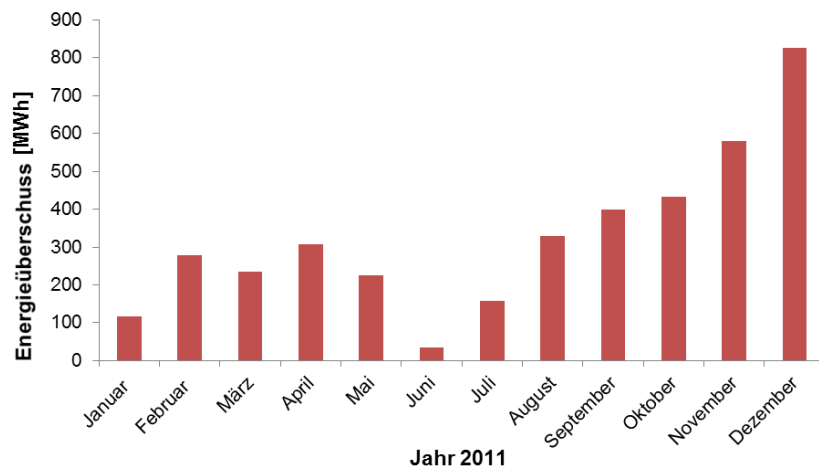


Abbildung 44: Energieüberschuss eines Windparks 2011

Durch die Speicherung der überschüssigen Energie könnte bei dem untersuchten Windpark eine Leistung von fast 4 000 MWh pro Jahr nutzbar gemacht werden, was 6% der Gesamtleistung entspricht.

Um geeignete Technologien für die Speicherung von Windenergie zu ermitteln, werden die in Kapitel 3.1 beschriebenen elektrischen Energiespeichersysteme hinsichtlich Zugriffszeit, Verfügbarkeit, technischer Eignung, Speicherkapazität, Selbstentladerate, Lebensdauer und Wirkungsgrad untersucht. Als potenziell geeignete Speichertechnologien erweisen sich Redox-Flow-Batterien (siehe Kap. 3.1.3.5) sowie Wasserstoffspeicher (siehe Kap. 3.1.4).

Als Redox-Flow-System wird die Vanadium-Redox-Flow-Batterie gewählt. Das Funktionsprinzip der Batterie lässt sich mit einem Akkumulator vergleichen. Beim Beladevorgang wird Strom für die Regenerierung der Elektrolyten verbraucht. Diese reagieren beim Entladevorgang wieder miteinander, wodurch eine Spannung und damit elektrischer Strom entsteht. Um die Elektrizität netzseitig nutzen zu können, wird ein Umrichter benötigt, der aus der Gleichspannung der Redox-Flow-Batterie eine Wechselspannung erzeugt, wie in Abbildung 45 dargestellt ist.

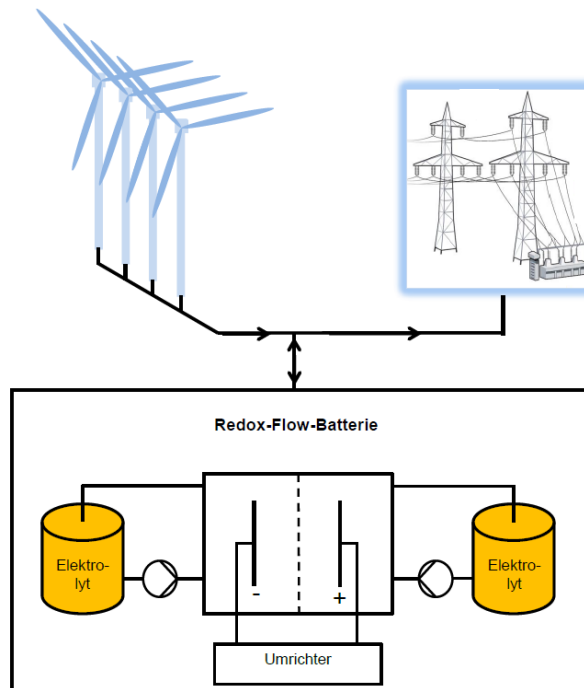


Abbildung 45: Windpark in Kombination mit einer Redox-Flow-Batterie

Bei Wasserstoffspeichern, welche als weiteres Szenario betrachtet wurden, wird überschüssiger Windstrom zum Betrieb eines Druckelektrolyseurs eingesetzt. Der erzeugte Wasserstoff wird gasförmig in einen Druckbehälter eingelagert. Zur Wiedernutzbarmachung der gespeicherten Energie wird er in einer Brennstoffzelle mit Sauerstoff zur Reaktion gebracht. Das Funktionsprinzip ist in Abbildung 46 dargestellt.

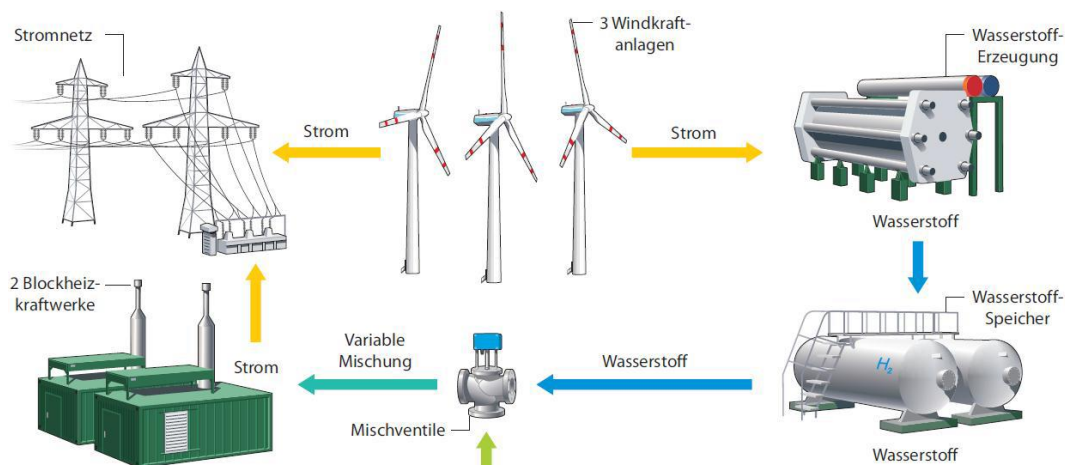


Abbildung 46: Windpark in Kombination mit einem Wasserstoffspeicher

Ein herausragender Vorteil von Redox-Flow-Batterien ist, dass Leistung und Kapazität unabhängig voneinander dimensioniert werden können, was eine bedarfsgerechte Optimierung ermöglicht. Dies gilt ebenso für Wasserstoffspeicher, welche darüber hinaus besonders große Speicherkapazitäten von 30 000 kWh/t besitzen.

Für jede Speichertechnologie werden drei verschiedene Szenarien kalkuliert und bewertet. Bei der Vanadium-Redox-Flow-Batterie werden die Lade- bzw. Entladeleistung, sowie die

Speicherkapazität variiert. Die Wasserstoffspeicherszenarien unterscheiden sich durch unterschiedliche Leistungen des Elektrolyseurs und der Brennstoffzelle sowie die Größen der Wasserstoffdruckbehälter. Die technischen Parameter beider Varianten mit den entsprechenden Szenarios sind in Tabelle 16 und Tabelle 17 zusammengefasst.

Tabelle 16: Technische Parameter Vanadium-Redox-Flow-Batterie

Batterie	Varianten	Lade-/Entladeleistung [kW _{el}]	Speicherkapazität [kWh _{el}]
Volllast: 4 h/Tag Elektrischer Wirkungsgrad: 75% Lebensdauer: 20 Jahre Ruheverluste: 0%	Szenario I	250	1 000
	Szenario II	500	2 000
	Szenario III	1 000	4 000

Tabelle 17: Technische Parameter Wasserstoffspeicher

Wasserstoffsystem	Brennstoffzelle
Druck Elektrolyseur: 0,5 MPa Wirkungsgrad Elektrolyse: 70% Wirkungsgrad Verdichtung: 98% Wirkungsgrad Speicherung: 100% Ruheverluste: 0% Druck Tankanlage: 4,5 MPa Volumen Tank: 73 m ³	Elektrischer Wirkungsgrad: 40% Thermischer Wirkungsgrad: 42%

Varianten	Leistung Elektrolyseur [kW _{el}]	Masse Wasserstoff pro Ladevorgang [kg]	Fassungsvermögen Speicher [kWh _{el}]	Leistung Brennstoffzelle [kW _{el}]
Szenario I	250	6 000	15 000	250
Szenario II	500	12 000	30 000	500
Szenario III	1 000	24 000	60 000	1 000

Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit erfolgt nach der Kapitalwertmethode mit einem von Fraunhofer UMSICHT, Institutsteil Sulzbach-Rosenberg entwickelten Berechnungstool. Es werden verschiedene Szenarien untersucht, deren Kennwerte und Berechnungsergebnisse in Tabelle 18 abgebildet sind. Als Zinsfuß werden 7% angenommen, der Betrachtungszeitraum erstreckt sich über 20 Jahre. Zum Vergleich sind auch die Daten des neu zu errichtenden Windparks ohne ein

Speichersystem aufgeführt. Dessen Investitions- und Betriebskosten fließen zusammen mit den Erlösen in die Berechnung der Kapitalwerte der Speicherszenarios ein.

Tabelle 18: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung der elektrischen Speicher

		Investitions- kosten [€]	Betriebskosten Speicher [€/a]	Energieertrag [kWh _e /a]	Erlöse* [€/a]	Kapitalwert [€]
Ohne Speichersystem		9 136 500	57 000	13 439 000	1 264 610 (654 480)	- 305 136**
Vanadium- Redox-Flow- Batterie	Szenario I	1 000 000	50 000	46 653	4 390 (2 272)	- 1 802 082
	Szenario II	2 000 000	100 000	91 611	8 621 (4 461)	- 3 300 219
	Szenario III	4 000 000	200 000	177 413	16 695 (8 640)	- 6 299 308
Wasser- stoff- speicher	Szenario I	1 200 408	28 437	130 381	6 386 (3 489)	- 1 757 906
	Szenario II	2 213 916	48 692	255 618	12 520 (6 858)	- 2 939 031
	Szenario III	3 943 307	84 691	491 066	24 345 (13 336)	- 4 959 242

* Erlöse aus Stromerzeugung in den ersten 5 Betriebsjahren nach EEG-Anfangsvergütung, danach EEG-Grundvergütung (Wert in Klammern)
 Vanadium-Redox-Flow-Batterie: Erlöse aus Strom, Wasserstoffspeicher: Erlöse aus Strom und Wärme

** Kapitalwert des Windparks hier negativ, da bei der Berechnung fällige Entschädigungszahlungen für die Ausfallarbeit vernachlässigt werden.

In den Speicherszenarien zeigt sich, dass vor allem die hohen Investitions- und Betriebskosten eine Marktdurchdringung bislang verhindert haben.

Die Kapitalwerte des Wasserstoffspeichers sind in allen betrachteten Szenarien positiver als die des Batteriespeichers, was aus dem höheren Energieertrag durch größere Speicherkapazität resultiert. Die Investitionskosten sind in den jeweiligen Szenarien für beide Energiespeicher nahezu identisch und beeinflussen deshalb den Vergleich der Kapitalwerte der unterschiedlichen Energiespeicher kaum. Somit nimmt bei einer größeren Differenz des Energieertrags auch die Abweichung der Kapitalwerte zu.

Weitere Forschung sollte folglich die technische Marktreife der Energiespeicher optimieren, indem die Wirkungsgrade verbessert und der Wartungsaufwand reduziert wird. In diesem Zuge sollten auch vermehrt Anreize geschaffen werden, um die Investition in Speichertechnologien attraktiver zu gestalten. Aus energetischer Sicht ist die Integration von elektrischen Speichersystemen in das Stromnetz weiterhin als positiv und notwendig anzusehen.

5.4 Studie: Wärmespeicher für ein BHKW

Diese Studie befasst sich mit der wirtschaftlichen Bewertung von verschiedenen Wärmespeichersystemen zur Nutzung der Abwärme in Blockheizkraftwerken und wurde von Fraunhofer UMSICHT, Institutsteil Sulzbach-Rosenberg in einem weiteren Projekt erarbeitet.

Durch den Einsatz von Wärmespeichern kann die Effizienz von Blockheizkraftwerken vergrößert werden, wie in Abbildung 47 dargestellt ist.

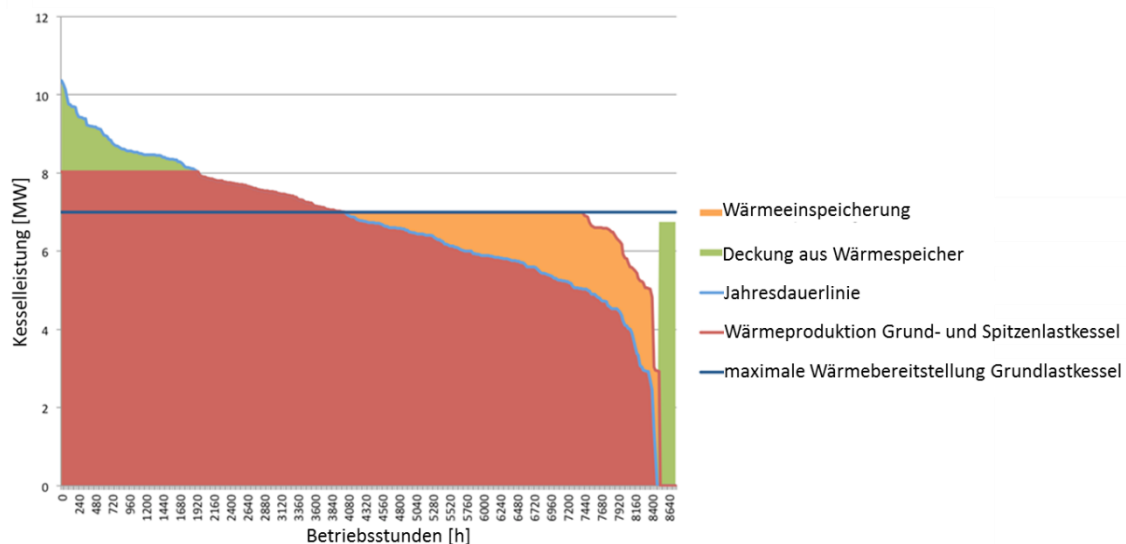


Abbildung 47: Dauerlinie eines Blockheizkraftwerks mit Wärmespeicher

Wie zu Beginn der Dauerlinie zu sehen ist, kann die maximal auftretende Last durch Speichersysteme gedeckt werden, was andernfalls den Einbau eines zusätzlichen Spitzenlastkessels bzw. Pufferspeichers erfordern würde. Wird dem hingegen durch das BHKW überschüssige Wärme produziert, kann diese zur Beladung des Wärmespeichers genutzt werden. Außerdem kann, wie am Ende der Dauerlinie dargestellt, die Nachfrage auch dann durch gespeicherte Wärme gedeckt werden, wenn während Wartungsarbeiten am BHKW (Revision) von diesem keine Energie bereitgestellt werden kann.



Abbildung 48: Wasserespeicher für die Nahwärmeversorgung, Speichervolumen 5 700 m³ [FVEE 2010]

Um geeignete Speicherkonzepte zu ermitteln, werden die in Kapitel 3.2 vorgestellten Technologien hinsichtlich des Temperaturniveaus, in dem sie angewendet werden können, den Kosten bzw. der Verfügbarkeit, der Umweltverträglichkeit und dem Vorhandensein von Erfahrungswerten verglichen. Es zeigt sich, dass sensible Wärmespeicher mit Heißwasser- und Kies-Wasser-Speichermedium (siehe Kap. 3.2.1.2) für diese Anwendung am besten geeignet sind.

Für beide Speichertechnologien werden drei verschiedene Szenarien in Betracht gezogen, wobei das Speichervolumen und somit die einspeicherbare Wärmemenge variiert wird. Entsprechend der zunehmenden eingespeicherten Energiemenge wird der Zusatz- oder Spitzenlastkessel kleiner dimensioniert. Zudem wird in den betrachteten Szenarien von einer Erweiterung der Fernwärmeabnahme ausgegangen, welche durch Lastverschiebung mit Hilfe des Speichers gedeckt werden kann. Die dadurch benötigte, zusätzliche Brennstoffmenge ist in den Betriebskosten enthalten. Die verschiedenen Varianten sind in Tabelle 19 dargestellt.

Tabelle 19: Technische Parameter Heißwasser- und Kies-Wasser-Speicher

Wärmespeicher	Varianten	Speichervolumen [m ³]	Speicherkapazität [MWh _{therm}]	Zusatzkesselgröße [MW _{therm}]
Heißwasserspeicher Revisionsüberbrückung: 100%	Szenario I	87 106	3 236	3,29
	Szenario II	115 258	4 282	1,59
	Szenario III	138 610	5 295	1,0
Kies-Wasser-Speicher Revisionsüberbrückung: 100%	Szenario I	152 436	3 236	3,29
	Szenario II	201 702	4 282	1,59
	Szenario III	242 568	5 295	1,0

Um die Wirtschaftlichkeit beurteilen und vergleichen zu können, wird nach der Kapitalwertmethode vorgegangen und ein von Fraunhofer UMSICHT, Institutsteil Sulzbach-Rosenberg entwickeltes Berechnungstool eingesetzt. In den verschiedenen Szenarien wird der Einfluss der anfallenden Kosten für Kessel und Speicher gegenüber den zu erwartenden Erlösen aus Brennstoffeinsparung und zusätzlicher Wärme- und Stromproduktion berechnet. Dabei wird von einem Zinsfuß von 8 % und einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren ausgegangen. Um die Daten mit dem Referenzsystem vergleichen zu können, ist dieses ebenfalls aufgelistet. Die Investitionskosten beziehen sich auf den Zusatzkessel, dessen Leistung hier 6,75 MW_{therm} beträgt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 20 zusammengefasst.

Tabelle 20: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung der Wärmespeicher

		Investitions- kosten [€]	Betriebs- kosten* [€/a]	Brennstoffkosten- einsparung [€/a]	Erlöse** [€/a]	Kapitalwert [€]
Ohne Speichersystem		179 024	23 272	0	478 495	39 397
Heiß- wasser- speicher	Szenario I	5 100 226	663 030	51 002	555 800	- 4 607 728
	Szenario II	6 025 254	783 282	80 147	580 785	- 5 353 797
	Szenario III	6 747 621	877 191	111 805	604 965	- 5 709 064
Kies- Wasser- Speicher	Szenario I	4 510 978	586 427	45 110	600 912	- 3 804 985
	Szenario II	5 286 465	687 240	80 147	660 933	- 4 347 330
	Szenario III	5 891 354	765 876	111 805	716 770	- 4 542 554

* Die Betriebskosten enthalten die durch Erweiterung des Fernwärmenetzes zusätzlich benötigte Brennstoffmenge

** Erlöse aus zusätzlicher Wärme- und Stromproduktion im ersten Jahr, die Vergütung der Wärme nimmt um +3%/a zu (Verteuerungsrate Marktpreis)

Es stellt sich heraus, dass die Investitions- und Betriebskosten momentan eine ökonomisch sinnvolle Nutzung der Speichersysteme verhindern. Dabei haben Kies-Wasser-Speicher geringere Investitionskosten und ebenso geringere laufende Kosten und höhere Kapitalwerte als Heißwasserspeicher. Bei beiden Speichersystemen lässt sich ein nicht linearer Anstieg der Investitionskosten bei steigendem Speicherinhalt beobachten. Dies ist auf die verwendete Berechnungsmethode zur Speicherkostenbestimmung zurückzuführen, die bei zunehmender Speichergöße eine Kostenabnahme des Speichersystems berücksichtigt. Weiterhin zeigt sich, dass mit zunehmenden Speicherinhalten die Kapitalwerte der Speichersysteme immer mehr abnehmen, wobei sich die Werte nicht linear verhalten. Dies ist auf die ebenfalls nicht lineare Zunahme der Investitionskosten und den zunehmenden Erlösen aus den Zusatzerlösen für Strom und Brennstoffeinsparungen zurückzuführen.

Um die Wirtschaftlichkeit zu verbessern und die Marktreife der Wärmespeicher zu gewährleisten, sollte in den nächsten Jahren daran geforscht werden, Materialien mit größeren Energiedichten und niedrigen Produktionskosten herzustellen. Aus energetischer Sicht ermöglicht der durch die Wärmespeicherung herbeigeführte Lastausgleich größere Anlagenwirkungsgrade, womit der Einsatz von Speichersystemen durchaus sinnvoll ist.

6 Schlussbemerkung

Eine Prognose, welche Technologien sich langfristig innerhalb der Strom- bzw. Wärmespeicher durchsetzen werden, gestaltet sich aktuell noch als schwierig. In Abhängigkeit der jeweiligen Standort- und Einsatzbedingungen müssen verschiedene Varianten der Energiespeicher in das Versorgungssystem integriert werden. Lokale, dezentrale Ansätze, die auch Systemübergänge zulassen wie zum Beispiel die Biobatterie des Fraunhofer UMSICHT werden hier ebenso eine Rolle spielen, wie etablierte Systeme wie zum Beispiel Pumpspeicherkraftwerke.

Unklarheiten bezüglich des Speicherbedarfs und der technischen Entwicklung können nur mittels einer Intensivierung sowie Bündelung der Forschungsarbeiten gelöst werden. Zusätzlich spielen für die Energiespeicher gesetzliche als auch wirtschaftliche Aspekte, die u. a. durch das EEG oder die Preisentwicklung von Erdöl und Erdgas bestimmt werden, eine entscheidende Rolle.

Der Stromspeicherausbau wird hauptsächlich für die Integration sowie die Effizienzsteigerung von Erneuerbaren Energien benötigt, da diese nicht integrierbare Leistung aus fluktuierenden Quellen aufnehmen und somit die Residuallast glätten. Außerdem sind momentan nur wenige Wärmespeicher im Hochtemperaturbereich kommerziell verfügbar, die jedoch für industrielle Prozesswärme benötigt werden. Des Weiteren besteht Bedarf an Wärmespeichern für die stromgeführte Kraft-Wärme-Kopplung zur Lastglättung im Stromnetz und für die AA-CAES als Hochtemperaturspeicher. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten konzentrieren sich zusätzlich auf stationäre Speichersysteme.

Da aktuell ein breites Spektrum an Speichertechnologien analysiert wird, muss zukünftig ein verstärktes Querschnittsdenken innerhalb der bestehenden Forschungslandschaft stattfinden.

Literaturverzeichnis

- abwärme 2012 Wärmeatlas Sachsen: <http://www.abwaermeatlas-sachsen.de/Technologien/Technologien/Direkte-Waermenutzung/Waermespeiche.html>, Projekt der Sächsischen Energieagentur – SAENA GmbH, Dresden, abgerufen am 29.08.2012
- AEE 2009 Agentur für Erneuerbare Energien e.V., Hintergrundinformation Wärme speichern, Berlin, 2009
- AEE 2012 Agentur für Erneuerbare Energien e. V.: Strom speichern, Renew's Spezial Ausgabe 57, Berlin, 2012
- Albrecht 2000 Albrecht C.: Für hohe Temperaturen – Wärmeübertragung mit Salzschnmelzen, cav chemie anlagen verfahren, Konradin Verlag R. Kohlhammer GmbH, Ausgabe 10, Leinfelden-Echterdingen, 2000
- BBE 2011 Bundesverband BioEnergie e.V. (BBE):
http://www.bioenergie.de/index.php?option=com_content&view=article&id=97&Itemid=56, abgerufen am 02.12.2011
- BDEW 2011 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW):
 Positionierung zur Frage der Einstufung von Stromspeichern als Letztverbraucher im EEG und EnWG – Auswirkungen des § 37 EEG und des § 118 EnWG auf Stromspeichertechnologien, Berlin, 2011
- BDEW 2013 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW)
- BeaconPower 2012 Smart Energy 25 Flywheel:
<http://beaconpower.com/products/smart-energy-25.asp>,
 abgerufen am 29.08.2012
- Beikircher 2011 Beikircher, T., Buttinger, F., Demharter, M.: Entwicklung eines superisolierten H₂O-Langzeit-Wärmespeichers, Tagungsband, 21. Symposium Thermische Solarenergie, Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V. (OTTI), Regensburg, 2011
- BfS 2011 Bundesamt für Strahlenschutz:
<http://www.bfs.de/de/kerntechnik/ausstieg/laufzeiten.html>,
 abgerufen am 16.12.2011
- BINE 2001 Langzeit-Wärmespeicher und solare Nahwärme,
 Informationsbroschüre, profiinfo 01/2001, Eggenstein-Leopoldshafen, 2001
- BINE 2005 Wärme und Strom speichern, Informationsbroschüre, basisEnergie 19/2005, Eggenstein-Leopoldshafen, 2005
- BMU 2012 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und
 Reaktorsicherheit (BMU): Erneuerbare Energien 2011 – Daten des

- Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2011 auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbaren Energien-Statistik (AGEE-Stat), Berlin, 2012
- Brotzmann 1998 Brotzmann K., Stevanovic D.: Pebble-Heater als Alternative zum klassischen Winderhitzer, Veröffentlichung im VDEh-Fachauschußbericht 1.031, Düsseldorf, 1998
- Bruzzano 2013 Bruzzano, St.; Fischer, M.; Salazar Gómez, J, Zeidler-Fandrich, B.: Thermoreversible Organic Reaction Systems for Thermal Storage. 2nd International Conference on Materials for Energy, EnMat II, 12.05.2013 - 16.05.2013, Karlsruhe
- Budt 2012 Budt M, Wolf D, Span R.: Modeling a Low-temperature Compressed Air Energy Storage with Modelica. In: Proceedings of the 9th International Modelica Conference, Modelica Association, Linköping, 2012, p. 791–800.
- Bundesnetzagentur 2011 Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen:
http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/Kraftwerksliste/VeroeffKraftwerksliste_node.html;jsessionid=B13DB22282FC8ADB8DEBD7CB363C5E70, abgerufen am 25.11.2011
- Delgado 2012 Delgado, Monica; Lazaro, Ana; Mazo, Javier; Zalba, Belen (2012): Review on phase change material emulsions and microencapsulated phase change material slurries. Materials, heat transfer studies and applications. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (1), S. 253–273.
- dena 2010 Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): dena Netzstudie II. Integration Erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025, Berlin, 2010
- dena 2012 Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): <http://www.effiziente-energiesysteme.de/themen/energiespeicher/erzeugungsausgleich.html>, abgerufen am 29.08.2012
- Dötsch 2008 Dötsch C.: Die Speicherung elektrischer Energie – Ausgleich fluktuierender Einspeisesysteme und dynamisches Energiemanagement durch den Einsatz von Stromspeichern, Beitrag Energy 2.0, 2008
- Doetsch 2012 Doetsch, C.; M. Budt; D. Wolf; A. Kanngießer: Adiabates Niedertemperatur-Druckluftspeicherkraftwerk zur Unterstützung der Netzintegration von Windenergie. Abschlussbericht, 2012.

EEG 2012	Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG: § 12 Härtefallregelung/ § 27 Biomasse, Stand 2012
Energiotechnologien 2010	Energiotechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung, Politikbericht gefördert durch Bundesministerium für Wirtschaft und Technologien, 2010
Energiekonzept 2011	Bayerische Staatsregierung – Bayerisches Energiekonzept „Energie innovativ“: http://www.bayern.de/Anlage10344945/BayerischesEnergiekonzeptEnergieinnovativ.pdf , abgerufen am 10.07.2011
ENTSOE 2011	European Network of Transmission System Operators for Electricity: https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/consumption/ , abgerufen am 01.12.2011
EON 2011	Pressemitteilung: E.ON testet Speichermöglichkeiten für Windstrom im Erdgasnetz, http://www.eon.com/de/presse/news/pressemitteilungen/2011/11/11/e-dot-on-testet-speichermoeglichkeiten-fuer-windstrom-im-erdgasnetz.html , abgerufen am 17.04.2012
FfE 2009	Staudacher T., von Roon S., Vogler G.: Energiespeicher – Stand, Perspektiven und Wirtschaftlichkeit, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München, 2009
Fisch 2005	Fisch N. et al.: BINE Informationspaket – Wärmespeicher, Fachinformationszentrum Karlsruhe, 4. Aufl., TÜV-Verlag, Köln, 2005
Frey 2007	Frey H.: Entwicklungsstand stationärer Energiespeicher – 20 % Erneuerbare Energien Moderne Speichertechnologien als Voraussetzung?, Vortrag Forum für Zukunftstechnologien, Berlin, 2007
Friedrich 2003	Friedrich U.: Aquiferspeicher für das Reichstagsgebäude, BINE Informationsdienst, projektinfo 13/03, Eggenstein-Leopoldshafen, 2003
FVEE 2010	Hauer A., Specht M., Sterner M.: Energiespeicher – Steigerung der Energieeffizienz und Integration erneuerbarer Energien, http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2010-2/th2010_13_01.pdf , abgerufen am 20.2.2013
Garche 2001	Garche J., Treffinger P., Jörissen L.: Integration Erneuerbarer Energien in den Verkehr, FVS Themen, 2001
Goldisthal 2012	http://kraftwerke.vattenfall.de/powerplant/goldisthal , abgerufen am 22.08.2012

- Hadjipaschalis 2008 Hadjipaschalis I., Poullikkas A., Efthimiou V.: Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications, Renewable and Sustainable Energy Reviews 13, 2009
- Hoferichter 2010 Hoferichter A.: Erneuerbare Energien – Windstrom aus dem Bergwerk, Süddeutsche Zeitung GmbH vom 03.11.2010, <http://www.sueddeutsche.de/wissen/Erneuerbare-energie-windstrom-aus-dem-bergwerk-1.1018995>, abgerufen am 28.08.2012
- Höhlein 2004 Höhle B., Grube T., Reijerkerk J., Aicher T., Jörisen L.: Wasserstofflogistik – verteilen, speichern und betanken, FVS Themen, 2004
- Huang 2009 Huang, L. (2009): Paraffin/water phase change emulsion for cold storage and distribution applications. Dissertation. Ruhr-Universität Bochum, Bochum.
- Hubspeicher 2012 <http://www.hubspeicher.de/projekte.htm>, abgerufen am 29.08.2012
- Huntorf 2011 CAES-Kraftwerk Huntorf (E.On AG): http://www.kraftwerk-wilhelmshaven.com/pages/ekw_de/Huntorf/Uebersicht/index.htm, abgerufen am 22.08.2012
- INT 2009 Fraunhofer Institut für Naturwissenschaftlich-Technische Trendanalysen, Neupert U., Euting T., Kretschmer T., Notthoff C., Ruhlig K., Weimert B.: Energiespeicher – Technische Grundlagen und Energiewirtschaftliches Potenzial, Fraunhofer IRB Verlag, Stuttgart, 2009
- ITW 2012 Universität Stuttgart, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW): <http://www.itw.uni-stuttgart.de/abteilungen/rationelleEnergie/langzeitws/langzeitws.html>, Stuttgart, abgerufen am 22.08.2012
- IWES 2010 Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES): Windenergie Report Deutschland 2010, Kassel, 2010
- Jentsch 2011 Jentsch M., Trost T., Emele L., Sterner M.: Power-To-Gas a, Is Langzeitspeicher, Energy 2.0 Ausgabe 5, 2011
- Jochem 2010 Jochem E., Idrissova F., Pehnt M., Bödeker J, Arens M.: Die Nutzung industrieller Abwärme – technisch-wirtschaftliche Potenziale und energiepolitische Umsetzung, Heidelberg/Karlsruhe, 2010
- Jossen 2006 Jossen A., Weydanz W.: Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen, Inge Reichardt Verlag, Untermeitingen, 2006
- Kanngießer 2012 Kanngießer A., Doetsch C.: Modellbasierte Bewertung von Speicheranwendungen für Großbatterien im Netz. Proceedings

- zur 2. VDI-Konferenz „Elektrochemische Energiespeicher für stationäre Anwendungen“. Ludwigsburg, 2012.
- Kerskes 2008 Kerskes H.: Wärmespeicher – Solarenergie auch wenn die Sonne nicht scheint, Vortrag Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW) und Forschungs- und Testzentrum für Solaranlagen (TZS), Stuttgart, 2008
- Kerskes 2011 Kerskes H., Bertsch F., Mette B., Wörner A., Schaub F.: Thermochemische Energiespeicher, Chemie Ingenieur Technik, Weinheim, 2011
- Kley 2009 Kley, C., Koch, H., Pfeil, M.: Nachhaltige Sanierung einer Grund- und Hauptschule mit Integration in eine solare Nahwärme mit Langzeitwärmespeicher, 3. Internationales Anwenderforum, energetische Sanierung von Gebäuden, Bad Staffelstein, 2009
- Laing 2011 Laing D.: Nutzung von Wärmespeichern zur Integration Erneuerbarer Energien, Vortrag Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) institut für Technische Thermodynamik, Stuttgart, 2011
- Laing 2012 Laing D.: Wärmespeichertechnologien für Energieeffizienz in Industrieanwendungen, Vortrag Energie Speicher Symposium DLR e.V., Stuttgart, 2012
- Leonhardt 2011 Leonhardt C.: Latentwärmespeicher in der Gebäudetechnik, http://www.aachen.de/de/stadt_buerger/planen_bauen/themen/al_tbauplus/7service/latentwaermespeicher.pdf, abgerufen am 14.03.2012
- Mayer 2011 Mayer O.: Laufwasserkraftwerke als zukünftige Stromspeicher, Energiespeicher – Technologien für die zukünftige Stromversorgung, Bayern Innovativ, Nürnberg, 2011
- McIn 2012 CAES-Kraftwerk McIntosh: http://www.powersouth.com/mcintosh_power_plant/compressed_air_energy, abgerufen am 24.05.2012
- Moser 2012 Moser P.: Zentrale stationäre Energiespeicher – Werkzeug zur Flexibilisierung der Stromerzeugung, Vortrag Energie Speicher Symposium DLR e.V., Stuttgart, 2012
- Müller 2011 Müller B., Müller K., Teichmann D., Arlt W.: Energiespeicherung mittels Methan und energietragenden Stoffen – ein thermodynamischer Vergleich, Forschungsarbeit Chemie Ingenieur Technik, Weinheim, 2011
- Neumann 2011 Neumann G.: Lithium-Akkumulatoren: Stand der Technik und zukünftige Entwicklungen, Übersichtsbeitrag Chemie Ingenieur Technik, Weinheim, 2011

Netzbetreiber	http://www.tennetso.de/site/ , http://www.50hertz.com/ , http://www.amprion.net/ , http://transnetbw.de/
Oertel 2008	Oertel, D.: Energiespeicher – Stand und Perspektiven, Berlin, 2008
Outlook 2008	Policy Department Economic and Scientific Policy: Outlook of Energy Storage Technologies, Studie, Brüssel, 2008
Pehnt 2009	Pehnt M.: Kurzgutachten Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen Erneuerbarer Energien: Analyse der kurz- und mittelfristigen Perspektive, Heidelberg, 2009
Popp 2011	Popp M.: Speicherbedarf bei einer Stromversorgung mit Wind und Sonne, Vortrag 6. Internationale Konferenz und Ausstellung zur Speicherung Erneuerbarer Energien (IRES), Berlin, 2011
PowertoGas 2012	Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): www.powertogas.info , Berlin, abgerufen am 29.08.2012
Purkarthofer 2010	Purkarthofer G.: Sorptionsspeicher - Langzeitspeicherung von Wärme mit hohen Energiedichten, Fachbeitrag Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIEN, Gleisdorf, Stand 2010
Radgen 2007	Radgen P.: Zukunftsmarkt elektrische Energiespeicherung, Fallstudie im Auftrag des Umweltbundesamtes durchgeführt von Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Karlsruhe, 2007
Radgen 2010	Radgen P.: Die Zukunft der Energiespeicherung, Energy 2.0-Kompodium, 2010
Rebhan 2002	Rebhan E. et al.: Energiehandbuch – Gewinnung, Wandlung und Nutzung von Energie, Berlin, Springer-Verlag, 2002
Ruddell 2003	Ruddell A.: Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies: Evaluation and recommended R&D strategy, Investire-Network, Storage Technology Report ST6: Flywheel, Didcot (UK), 2003
Rummich 2010	Rummich, E.: Energiespeicher – Grundlagen, Komponenten, Systeme und Anwendungen, expert verlag, Renningen, 2009
Sauer	Sauer U.: Kalkulationstool zur Abschätzung der Speichersystemkosten, entwickelt vom Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (iSEA) der RWTH Aachen, Stand 2011
Sauer 2011	Sauer U.: Detailed cost calculations for stationary battery storage systems, Vortrag bei der 6. Internationale Konferenz zur Speicherung Erneuerbarer Energien (IRES VI), Berlin, 2011

- Schuh 2011 Schuh H.: Einstieg in die MW-Klasse Entwicklung großformatiger Lithium-Ionen Energiespeicher-Systeme. Vortrag Bayern Innovativ Kongress Energiespeicher, Nürnberg, 2011
- Sharma 2005 Sharma S.D., Sagara K.: Latent heat storage materials and systems: a review, International Journal of Green Energy, Vol. 2, 2005
- Smolinka 2010 Smolinka T. et al.: Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserstoffelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien, Fraunhofer ISE, FCBAT, Freiburg, 2010
- SRU 2011 Faulstich M., Foth H., Calliess Chr., Hohmeyer O, Holm-Müller K, Niekisch M, Schreurs M.: Wege zur 100% Erneuerbaren Stromversorgung, Berlin, 2011
- Stadtwerke Herne 2012 Stadtwerke Herne Energiepark Mont-Cenis: http://www.stadtwerke-herne.de/index/unternehmen/umwelt/energiepark_mont_cenis.html, abgerufen am 28.08.2012
- Stanca 2011 Stanca R., Klemm D.: Energieträger Wasserstoff: Zwischenspeicher der Zukunft, Energy 2.0, Ausgabe 5, 2011
- Steinmann 2009 Steinmann W., Fink J.: Energiespeicher zur Verstromung diskontinuierlicher Abwärme, Karlsruhe, 2009
- Sterner 2010 M. Sterner, N. Gerhardt, Y.-M. Saint-Drenan, A. von Oehsen, P. Hochloff, M. Kocmajewski, M. Jentsch, P. Lichtner; C. Pape, S. Bofinger, K. Rohrig: Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem, Studie des Fraunhofer IWES für Schluchseewerk AG, Kassel, 2010
- Sterner 2011 Sterner M., Jentsch M., Trost T., Specht M.: Ökostrom als Erdgas speichern – Power to Gas, Vortrag Fachtagung ABGnova, Frankfurt, 2011
- StMUG 2012 Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit: Energieatlas Bayern und Geoportal Bayern, http://www.energieatlas.bayern.de/thema_abwaerme/ausserbetrieblich/potenzial.html, http://geoportal.bayern.de/energieatlas-karten/?x=HUD6gW5*Wyzregd7u8vCtg, abgerufen am 15.03.2012
- Teichmann 2011 Teichmann D., Arlt W.: Long-Term Storage of Renewable Energy via Liquid Organic Hydrogen Carriers, Vortrag 6. Internationale Konferenz und Ausstellung zur Speicherung Erneuerbarer Energien (IRES), Berlin, 2011

- TiB Dittmann 2008 Dittmann F.: Supraleitende Magnetische Energiespeicher, Technik in Bayern 12 Jhg. Ausgabe Nord Nr. 6, München, 2008
- TiB Grosch 2008 Grosch G.: Pack den Tiger in das Zeolith?, Technik in Bayern 12. Jhg. Ausgabe Nord Nr. 6, München, 2008
- TiB Neumann 2008 Neumann G.: Lithium-Akkumulatoren – Vielseitige und leistungsfähige Speicher elektrischer Energie, Technik in Bayern 12 Jhg. Ausgabe Nord Nr. 6, München 2008
- TiB Radgen 2008 Radgen P.: 30 Jahre Druckluftenergiespeicherung – 30 Jahre Speicherkraftwerk Huntorf, Technik in Bayern 12 Jhg. Ausgabe Nord Nr. 6, München, 2008
- TiB Tamme 2008 Tamme R.: Thermische Speicher für Prozesswärme und Kraftwerkstechnik, Technik in Bayern 12. Jhg. Ausgabe Nord Nr. 6, München 2008
- Tillmetz 2010 Tillmetz W.: Überblick elektrochemische Energiespeicher, Vortrag Elektrochemische Energiespeicher und Elektromobilität FVEE Workshop ZSW, Ulm, 2010
- Trudewind 2007 Trudewind C., Wagner H.: Zukünftiger Forschungsbedarf auf dem Gebiet der Wasserstofftechnik, LEE, Bochum, 2007
- TU Chemnitz 2009 Weiterentwicklung und Optimierung von Be- und Entladesystemen für Tank- und Erdbeckenspeicher, Forschungsbericht, Solarthermie 2000plus, Technische Universität Chemnitz, 2009
- Tzimas 2003 Tzimas E., Filiou C., Peteves S.D., Veyret J.-B.: Hydrogen Storage: State-Of-The-Art and Future Perspective, Directorate General Joint Research Centre, Institute for Energy, Petten (The Netherlands), 2003
- UMSICHT 2011 Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik: Erneuerbare Energien per Druckluft effizient zwischenspeichern/ Durch chemische Reaktionen Erneuerbare Energien speichern/ Neue Produkte aus Synthesegas dank heterogener Katalyse Jahresbericht 2010/11, Oberhausen, 2011
- VBEW 2012 Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (VBEW): http://www.vbew.de/fileadmin/Daten/datei_anhaenge/V_185.20_VBEW-Grafiken/V_185.30_Stromwirtschaft/313_S_14_EfB2011_Stromerzeugung_alle_Einspeiser_nach_Energietraegern.pdf, abgerufen am 10.04.2012
- VDI 2012 VDI nachrichten: Die tiefen Schächte im Ruhrgebiet regen Forscher an, <http://www.vdi-nachrichten.com/artikel/Die-tiefen->

- Schaechte-im-Ruhrgebiet-regen-Forscher-an/56994/1, Essen, abgerufen am 25.05.2012
- Viessmann 2011 Viessmann Werke: <http://www.viessmann.de>
- Waidhas 2011 Waidhas M.: Wasserstoff – ein universeller Energiespeicher, Vortrag Bayern Innovativ Kongress Energiespeicher, Nürnberg, 2011
- WEO 2011 World Energy Outlook 2011, International Energy Agency (IEA), Paris (France), 2011
- Willer 2003 Willer B.: Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies: Evaluation and recommended R&D strategy, Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) e. V., Kassel, 2003
- Wolf 2011 Wolf D.: Methods for design and application of adiabatic compressed air energy storage based on dynamic modeling. Oberhausen, Laufen, 2011.
- Wolf 2012 Wolf D., Kanngießner A., Budt M., Doetsch C.: Adiabatic Compressed Air Energy Storage co-located with wind energy – multifunctional storage commitment optimization for the German market using GOMES®. In: Energy Systems, Nr.03/2012, S.181-208, 2012.
- Yunicos 2012 Yunicos AG:
http://www.yunicos.com/de/co2nsulting/speicher_zur_netzregulierung, Berlin, abgerufen am 29.08.2012
- ZAE 2011 Zentrum für angewandte Energieforschung Bayern (ZAE):
<http://www.zae-bayern.de/deutsch/abteilung-1/arbeitsgebiete/latentwaermespeicher/einfuehrung.html>, abgerufen am 14.12.2011

