



Dipl.-Ing. Jürgen Pasker

Techno-ökonomische Betrachtung von Energiespeichern

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium Elektrotechnik-Wirtschaft

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

Dipl.-Ing. Dr. techn. Thomas Nacht
Assoc. Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn Udo Bachhiesl

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation

Danksagung

Mein Dank gilt ganz besonders meiner Freundin und meiner Familie, welche mich während den vergangenen herausfordernden Jahren und der gesamten Zeit meines Studiums in vielerlei Hinsicht unterstützt haben. Ohne sie wäre die Erreichung meiner Ziele nicht möglich gewesen.

Des Weiteren möchte ich mich auch bei meinen Betreuern am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation recht herzlich für die fortwährende Unterstützung bedanken.

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

AFFIDAVIT

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Masterarbeit identisch.

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources/resources, and that I have explicitly indicated all material which has been quoted either literally or by content from the sources used. The text document uploaded to TUGRAZonline is identical to the present master's thesis.

Datum / Date

Unterschrift / Signature

Kurzfassung

Die Diplomarbeit befasst sich mit einem Vergleich dreier unterschiedlicher Speichertechnologien: Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher und Redox-Flow Batterien. Aufgrund der derzeitigen Situation am Elektrizitätsmarkt, insbesondere durch die Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen und deren Einspeisevorrang werden vermehrt Ausgleichskapazitäten notwendig. Um in Zukunft eine Abregelung zu Überschusszeiten dieser Anlagen zu vermeiden, und um den Energiebedarf besser an das Angebot anzupassen, wäre es sinnvoll, Speichereinheiten einzusetzen. Um Investitionen in Speicherkraftwerke anzustoßen, müssen jedoch gewisse Anforderungen durch die Speichereinheiten erfüllt werden. Ebenso müssten die vorherrschenden Rahmenbedingungen angepasst werden.

Von den generell in Frage kommenden Technologien, die für eine Energiespeicherung in der Größenordnung von kWh bis MWh relevant wären, sind jedoch einige aufgrund ihrer Eigenschaften ungeeignet. Nach einer Auswahl von drei als dafür geeignet erscheinenden Anlagen werden diese technisch und wirtschaftlich bewertet, u.a. werden aber auch Entwicklungspotenziale und Einsatzgebiete aufgezeigt. Anschließend wird das Marktumfeld, in dem diese Speichereinheiten zum Einsatz kommen könnten, untersucht, um herauszufinden, inwiefern ein wirtschaftlicher Betrieb überhaupt möglich wäre. Aufgrund der Erzeugung aus erneuerbaren Energien sind auch am Markt wesentliche Veränderungen zu beobachten, was sich in der Einsatzweise der Speicher bemerkbar macht. Es spielen aber auch umweltrelevante Fragen eine Rolle, da der Eingriff in die Natur von wesentlicher Bedeutung ist. In diesem Zusammenhang werden auch neue Ansätze vorgestellt, die es zur Realisierung bewährter Speichertechnologien gibt. Aufgrund der Tatsache, dass bei einem Speicherzyklus immer gewisse Verluste auftreten, sollte aus volkswirtschaftlicher Sicht darauf abgezielt werden, den Speichereinsatz so gering wie möglich zu halten. Darum wird auch auf mögliche Alternativen eingegangen. Da wegen der Marktpreise für elektrische Energie und der Rahmenbedingungen derzeit kein Anreiz zur Speicherung besteht, werden recherchierte Ansätze vorgestellt, welche aufgrund der dargestellten Zusammenhänge als zielführend erachtet wurden.

Kommen Speicherkraftwerke zum Einsatz, so haben auch diese wesentlichen Einfluss auf die Strompreise und konventionelle Kraftwerke. Deshalb wird auch erörtert, inwiefern sich dadurch Veränderungen am Markt ergeben.

Abstract

For an evaluation of future use three different energy-storage systems are analysed in this diploma thesis. This is done on the most promising technologies like pump water storage, adiabatic compressed air storage and redox flow batteries. Due to the current situation on the electrical energy markets, with extensive production out of renewable energies and their priority on the markets, regulating units are necessary. Energy storage systems could help to balance supply and demand. Another aspect is the possibility to avoid a regulation of energy produced by renewable energies. Therefore it is absolutely essential that storage units meet these conditions and environment is adjusted for the upcoming needs.

Physical basics have to be consistent with the future operation, for which reason only a few technologies are worthwhile to be observed. First the most promising three technologies are evaluated based on technological and economical aspects. In addition possible future developments and applications will be shown. Furthermore the economic environment is investigated to check if today a profitable operation would be possible. An important influence is caused by power generation with photovoltaic systems and wind turbines. Another important issue is the environmental effect which could result through storage systems. For that purpose new approaches for already known storage principles are explained. To avoid energy losses due to intermediate storage, possible alternatives are discussed. Because of the current market situation and the subsequently unprofitable operation, incentives will be necessary in future. Referring to these some possible options are discussed.

Storage systems also have an impact on market prices as well as on the operation of conventional power plants. These influences on the market are interpreted too.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	8
1 Grundlegende Zusammenhänge	10
1.1 Ziel und Aufbau der Arbeit	11
1.2 Methodik	12
1.3 Rahmenbedingungen/Grundlagen	13
1.3.1 Nutzen von Speicherkraftwerken und aktueller Bestand	13
1.3.2 Allgemeine Daten und Zusammenhänge im Kontext	17
1.3.3 Ist-Situation hinsichtlich Windenergie- und PV-Anlagen Vergütung	25
1.4 Anforderungen an Speicher und daraus resultierender Speicherbedarf	26
1.4.1 Zusammenhang der Gewinnung erneuerbarer Energien und dem Speicherbedarf	27
1.4.2 Anforderungen an Speicher	29
1.4.3 Resultierender Speicherbedarf	32
1.4.4 Zusammenfassung und Ergebnisse	40
2 Speichertechnologien	43
2.1 Allgemeines zu Energiespeichern	43
2.2 Prinzipielle Möglichkeiten zur Speicherung von elektrischer Energie	44
2.2.1 Speicherung in Form von elektrischer Energie	44
2.2.2 Speicherung in Form von potentieller und kinetischer Energie	46
2.2.3 Speicherung in Form von chemischer Energie	49
2.2.4 Speicherung in Form von thermischer Energie	56
2.2.5 Auswahl der zu untersuchenden Speichertechnologien	58
2.3 Detaillierte Betrachtung der ausgewählten Speichertechnologien	60
2.3.1 Pumpspeicherkraftwerke	60
2.3.2 Druckluftspeicher	71
2.3.3 Redox-Flow-Batterie	80

3	Vergleich der Speichertechnologien	86
3.1	Technische Beurteilung	87
3.1.1	Kenngrößen und Vergleichskriterien zur Bewertung von Speichern	88
3.1.2	Entwicklungspotenziale der Technologien	91
3.2	Wirtschaftliche Beurteilung	102
3.2.1	Kenngrößen und Vergleichskriterien	103
3.2.2	Grundlagen zu ökonomischen Betrachtungen von Speicheranlagen	103
3.2.3	Wirtschaftliche Beurteilung der ausgewählten Technologien	106
3.3	Beurteilung umweltrelevanter Faktoren	120
3.4	Resultierende Überlegungen für die Speichertechnologien	123
4	Marktumfeld elektrischer Energiespeicher	125
4.1	Aktuelle Marktsituation	125
4.2	Marktumfeld der elektrischen Energiespeicher	127
4.2.1	Märkte, an denen Energiespeicher teilnehmen können	128
4.2.2	Zukünftig zu erwartende Einsatzmöglichkeiten	134
4.2.3	Netznutzungsentgelt	136
4.2.4	Notwendige Änderungstendenzen am Markt	139
4.3	Auswirkungen von Speichereinheiten auf den Markt und die Erzeugungssituation	140
4.4	Volkswirtschaftlicher Nutzen von Speichern	143
4.5	Anreize um die Speicherbewirtschaftung zu fördern	147
4.6	Alternativen zur Speicherung	150
4.6.1	DSM - Lastverschiebung	150
4.6.2	Virtuelle Kraftwerke	152
4.6.3	Netzausbau	153
4.6.4	Abregelung oder Speichervorhaltung	154
4.6.5	Sonstige Alternativen	155
4.7	Erkenntnisse und Ergebnisse	155
5	Schlussfolgerungen und Zusammenfassung	157
	Literaturverzeichnis	159

Abkürzungsverzeichnis

A-CAES	Adiabatic Compressed Air Energy Storage
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BOP	Batterie mit Ölhydraulik und Pneumatik
CAES	Compressed Air Energy Storage = Druckluftspeicheranlage
DSM	Demand Side Management
EEG	erneuerbare Energien Gesetz
EEX	energy exchange
EPEX	European Power Exchange in Leipzig
EXAA	Energy Exchange Austria
FESS	Flywheel Energy Storage System
GuD	Gas- und Dampfturbinenkraftwerke
HDÜ	Hochspannungsdrehstromübertragung
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
IEE	Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
IT	Informationstechnologie
KWF	Kapitalwiedergewinnungsfaktor
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KW	Kraftwerk
MEDA	detailliertes empirisches Nachfragemodell für die Prognose des Stromverbrauchs
MRL	Minutenreserveleistung
Na-S	Natrium-Schwefel-Batterie
NNE	Netznutzungsentgelte
NVE	Netzverlustentgelte
PSKW	Pumpspeicherkraftwerk
PV	Photovoltaik
Residuallast	Restlast = Nachfrage - Erzeugung aus erneuerbaren Energien
SKW	Speicherkraftwerk

SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage
SOC	state of charge
Spread	Preisspreizung
SRL	Sekundärregelleistung
TSO	Transmission System Operator
U-CAES	uncooled compressed air energy storage
UCTE	Union for the Coordination of the Transmission of Electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
USV	unterbrechungsfreie Stromversorgung
VK	virtuelles Kraftwerk
WRRL	Wasserrahmenrichtlinie

1 Grundlegende Zusammenhänge

Die Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern wurde in den vergangenen Jahren wesentlich forciert. Diese Energiequellen sind aber meist einer hohen Volatilität unterworfen. Je mehr derartige Anlagen errichtet werden und je unzureichender diese vernetzt sind, umso mehr könnte es notwendig sein einen Ausgleich für die dadurch hervorgerufenen Erzeugungsschwankungen zu schaffen. Dies könnte zum einen durch einen verbesserten überregionalen Ausgleich (Transport über große Entfernungen), zum anderen durch flexible Kraftwerke, aber eben auch durch Speicherung erreicht werden. Eine weitere Möglichkeit wäre das Abregeln der Erzeugungsanlagen in Fällen, in denen zu viel produziert wird. Einen wesentlichen Anteil zur Optimierung des Systems wird aber in Zukunft die Speicherung leisten. Prägend für die zukünftige Speicherbewirtschaftung wird auf jeden Fall die tägliche, wöchentliche sowie die saisonale Volatilität sein.

Substanzielle Weiterentwicklungen hinsichtlich Wirkungsgrad und erzielbarer Energiedichte sind in der Speicherforschung in den letzten Jahren ausgeblieben. Dies liegt auch darin begründet, dass die Investitionen, welche in diesem Bereich stattfinden, vernachlässigbar sind im Vergleich zu den Forschungsinvestitionen für die Erzeugung erneuerbarer Energien. Die Entwicklung schreitet auch bei energiewirtschaftlich relevanten Speichern sehr langsam voran: Dies ist hauptsächlich auf die verhältnismäßig günstigen fossilen Energieträger zurückzuführen. Durch diese besteht kein unmittelbarer Bedarf an Speichern für die Elektrizitätswirtschaft. Hinzu kommt, dass in Deutschland die Kraftwerkdichte und damit auch die Versorgungszuverlässigkeit derzeit relativ hoch sind. Aus diesem Grund reichen die wenigen Pumpspeicherkraftwerke (PSKW) bisher aus. Während man sich in den USA verstärkt auf eine Verbesserung der Versorgungsqualität mit Hilfe von Energiespeichern konzentriert, liegt der Fokus in Europa eher auf der Einbindung erneuerbarer und fluktuierender Energieerzeugung. Besonders große Auswirkungen hat die Entwicklung der Strompreise auf den Speicherbetrieb und damit letztendlich auch auf die Forschung und Entwicklung [OERTEL 2008]. Wesentlich für den wirtschaftlichen Betrieb von Speicheranlagen ist der sog. „Spread“, also die Preisspreizung zwischen Ein-

kaufpreis und Verkaufspreis.

Eine höhere Nachfrage nach Speicherkapazität ergibt sich einerseits durch die Liberalisierung der Energiemärkte, wodurch es aufgrund der Kosten zu einem zunehmenden Abbau an Reservekapazität gekommen ist und andererseits durch den Ausbau fluktuierender Energieerzeugung [OERTEL 2008]. Festzuhalten ist auch, dass es zu regionalen Ausgleichseffekten der fluktuierenden Erzeugung kommen kann. Allerdings kann es aufgrund wöchentlicher und monatlicher Schwankungen zu dann fehlender Erzeugung in größerem Umfang kommen.

1.1 Ziel und Aufbau der Arbeit

Das Ziel dieser Arbeit ist es, Einflussfaktoren sowohl auf den Bedarf als auch auf den Betrieb von Energiespeichern für elektrische Energieversorgungssysteme zu erkennen und zu analysieren.

Recherchierte Untersuchungen hinsichtlich großtechnischer Energiespeicher beziehen sich hauptsächlich auf eine technische Betrachtung. Vernachlässigt werden oft die Rahmenbedingungen, welche im liberalisierten Markt Auswirkungen auf einen wirtschaftlichen Einsatz und Betrieb von verschiedenen Speichertechnologien haben. Insbesondere die Erreichung der gesetzten Ziele für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren und daher hauptsächlich fluktuierenden Energieträgern, als auch die Entwicklung und der Einsatz von neuen Speichertechnologien haben großen Einfluss auf zukünftige Einsatzszenarien.

Als Ausgangsbasis wird die derzeitige Situation hinsichtlich Speicherbewirtschaftung analysiert und mit konkreten Zahlen unterlegt. Nach einer kurzen Beschreibung des Ist-Zustandes und den zu erwartenden Entwicklungen bezüglich Stromverbrauch, Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien und Speicherbedarf in Deutschland und Österreich, wird auf die grundsätzlich möglichen Speichertechnologien und die physikalischen Prinzipien eingegangen. Aus den, in den Recherchen gesammelten Informationen, werden die drei vielversprechendsten Technologien ausgewählt, detailliert beschrieben und bewertet, um deren Vor- und Nachteile aufzuzeigen. Ein wesentlicher Punkt dabei ist der wirtschaftliche Vergleich der Technologien, denn dieser Faktor bestimmt letztendlich, ob der Speicher zum Einsatz kommt und damit am Markt bestehen könnte. Anschließend folgt eine Ausarbeitung zu dem Umfeld, in welchem Energiespeicher zum Einsatz kommen werden. Speziell wird auch auf Alternativen zu Energiespeichern und notwen-

digen Anreizsystemen bzw. der notwendigen Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen eingegangen.

1.2 Methodik

Ausgehend von den derzeit vorliegenden Rahmenbedingungen in der Elektrizitätswirtschaft, welche sich auf die Speicherbewirtschaftung auswirken, werden unter anderem die zukünftig zu erwartenden Entwicklungen mit Hilfe bereits vorhandener wissenschaftlicher Abarbeitungen eingeschätzt. Des Weiteren wird der zukünftige Speicherbedarf analysiert. Dieser wird spezifiziert, indem sowohl die zeitliche Komponente als auch der Umfang der zu speichernden Energie recherchiert wird.

Da die Situation der fehlenden Speichermöglichkeiten für fluktuierende Energieerzeugung bereits seit längerer Zeit bekannt ist und in den vergangenen Jahren an Relevanz gewann, liegen dazu bereits umfangreiche wissenschaftliche Untersuchungen vor. Diese finden Berücksichtigung in der vorliegenden Arbeit und werden daher explizit angeführt. Somit soll diese Arbeit dem Anspruch gerecht werden, einen Status Quo zu liefern und Entwicklungen, Einflüsse und Forschungsschwerpunkte darzulegen.

- Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem, Fraunhofer IWES 10/2012
- Elektrizitätswirtschaftliche und energiepolitische Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Strombezug von Pumpspeicherwerken, Deutsche Energie Agentur (dena) 11/2008
- Netzintegrierte Stromspeicher zur Integration fluktuierender Energie, Fraunhofer UMSICHT 7/2012
- Energiespeicher der Zukunft, Joanneum Research 02/2012
- Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien, dena 05/2013
- Speicherbedarf bei einer Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, Matthias Popp 07/2010
- Energiespeicher - Technische Grundlagen und energiewirtschaftliches Potenzial, Neupert et.al. 10/2008

- Energiewirtschaftlicher Bedarf regelfähiger Kraftwerke, Austrian Energy Agency 06/2010
- Druckluftspeicher die Lösung zur Netzintegration erneuerbarer Energien?, Burkhardt et.al. 12/2009

Mit Hilfe der gewonnenen Basisdaten werden anschließend jene Speichertechnologien ausgewählt, welche eine den Anforderungen entsprechende Speicherung der anfallenden Energie (unter Berücksichtigung der Leistung) zulassen und sinnvoll einsetzbar sind. Die ausgewählten Technologien werden dann hinsichtlich dem derzeitigen Stand der Technik, dem Weiterentwicklungspotenzial sowie den ökonomischen Gesichtspunkten begutachtet und anhand bereits bestehender Anlagen bzw. Versuchsanlagen bewertet.

1.3 Rahmenbedingungen/Grundlagen

Aufgrund der technischen Grundlagen (Erzeugung muss dem Verbrauch entsprechen) und dem Anspruch unserer Gesellschaft auf eine zuverlässige Stromversorgung unter umweltrelevanten Gesichtspunkten ist davon auszugehen, dass Energiespeicher zukünftig eine wesentliche Rolle spielen werden. Allerdings ist ein Ausbau dahingehend aufgrund der aktuell schwierigen Marktsituation derzeit nicht absehbar. Um einen Überblick über die aktuelle Situation im Hinblick auf den zukünftigen Kraftwerks- bzw. Speicherkraftwerkspark sowie geplante und bereits installierte Speichereinheiten zu geben, sind in den folgenden Abschnitten die relevanten Sachverhalte dazu beschrieben.

1.3.1 Nutzen von Speicherkraftwerken und aktueller Bestand

Ursprünglich dienten Energiespeicher dem lukrativen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch innerhalb von 24 Stunden (Kappen der Mittagsspitzen sowie Bedarf an Grundlast zu Nachtzeiten), sowie dem Tages-, Wochen- und Jahresausgleich. Zukünftig könnten Energiespeicher hauptsächlich der Integration erneuerbarer Energien dienen, da sie den nicht integrierbaren Anteil aufnehmen können, zur Residuallastglättung¹ beitragen und Regenergie bereitstellen können. Außerdem bieten sie eine Möglichkeit zur verbesserten Betriebsweise konventioneller Anlagen und können zur Überbrückung von Netzengpässen herangezogen werden [DENA3, 2010, NEUPERT, 2008]. Als Residuallast wird in diesem

¹ Unter Residuallast versteht man die Restlast, die nicht durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann

Zusammenhang die Restlast bezeichnet, die nicht durch die Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energien gedeckt werden kann. Kommt es zu einem Überschuss aus erneuerbaren Energien, so spricht man von negativer Residuallast.

Durch den Einsatz von Speichern kann das Angebot von der Nachfrage besser entkoppelt werden und deren Abgleich wird erleichtert. D.h. es kann dem zeitlichen und räumlichen² Auseinanderfallen von Erzeugung und Verbrauch entgegengewirkt werden [STIGLER, 2013].

Ursprünglich wurden Speicher in Schwachlastzeiten beladen und bei Bedarf zu Spitzenlastzeiten entladen. Als Nebeneffekt kann der Teillastbetrieb von Kraftwerken vermieden werden (hydrothermischer Verbund), welcher meist zu einem niedrigeren Wirkungsgrad, einem höheren Wartungsaufwand und damit höheren Kosten führt. Außerdem können Speicher zur Senkung der Großhandelspreise beitragen [NEUPERT, 2008].

Um die gesetzten Ziele hinsichtlich erneuerbarer Energien zu erreichen, sind ab einem gewissen Zeitpunkt Speicher unumgänglich, um ein häufiges Abregeln von Erzeugungsanlagen soweit wie möglich und sinnvoll zu vermeiden. Speicher tragen daher also auch dazu bei, ein ausgewogenes ökonomisches System unter den vorherrschenden Rahmenbedingungen zu erreichen [DENA2, 2010]. Nicht zuletzt ist aber auch die Versorgungssicherheit ein wesentlicher Aspekt, wodurch Energiespeicher einen besonderen Stellenwert erlangen. Eine langfristige Versorgung kann durch die Speicher allerdings nicht sichergestellt werden da die derzeitigen Kapazitäten der Speicher dazu viel zu gering sind. Einen Beitrag zur Versorgungssicherheit liefern aber die durch Speicherkraftwerke angebotenen Regelreserven. Des Weiteren besteht mit Hilfe dieser Kraftwerkseinheiten die Möglichkeit, die Stromversorgung in „Blackout-Fällen“ wieder aufzunehmen³.

In der derzeitigen Marktordnung verursachen Lastsprünge innerhalb einer Bilanzgruppe einen Ausgleichsbedarf beim Stromlieferanten, der durch Regelleistung ausgeglichen werden muss. Diese Abweichung wird zuerst durch Primärregelenergie ausgeglichen. Dies wird von Kraftwerks-Einheiten übernommen, welche sich zur Zeit des Bedarfs in Betrieb befinden und als Primärreserve⁴ zur Verfügung stehen. Mit Hilfe von PSKW kann Se-

² Sofern es sich um dezentrale Erzeugung in Kombination mit Speichern vor Ort handelt.

³ Schwarzstartfähigkeit: Entspricht der Möglichkeit ein Kraftwerk ohne „fremde“ Energie und Spannungsvorgabe anfahren zu können, der Eigebedarf wird selbst gedeckt.

⁴ Primärregelenergie: Wird am Regelleistungsmarkt ausgeschrieben. Die Aktivierung erfolgt bei Bedarf vollautomatisch und solidarisch und muss dann für 15 Minuten zur Verfügung gestellt werden.

kundär⁵- und Tertiärregelleistung⁶ zur Verfügung gestellt werden. In Österreich wird Sekundärregelleistung (SRL) derzeit rein durch Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke bereitgestellt [AEA, 2010].

Als wesentlicher Punkt ist auch anzuführen, dass Energiespeicher in Abhängigkeit der genutzten Technologie mehr oder weniger große Wirkungsgradverluste aufweisen und daher aus volkswirtschaftlicher Sicht nur dann zum Einsatz kommen sollten, wenn dies unbedingt notwendig ist bzw. durch andere Alternativen kein besserer Wirkungsgrad erzielt werden kann. Die verstärkte Nutzung der erneuerbaren Energien setzt daher auch einen parallel dazu verlaufenden, sinnvollen Ausbau aller anderen Systemkomponenten voraus. Das heißt, es sollten verschiedene Potenziale genutzt werden [DENA2, 2010]:

- Nutzung von Einsparpotenzialen bei der Energienutzung
- Gezielte Einflussnahme auf den Stromverbrauch um Schwankungen zum Teil auszugleichen, ohne Wirkungsgradverluste und ohne Auswirkungen auf den Endverbraucherkomfort
- Bereitstellung der notwendigen Infrastruktur in Form von Kommunikations- und Energieversorgungsnetzen

Derzeitige Situation in Österreich und Deutschland:

Durch die geografische Lage Österreichs und einem Anteil von 28,5 % an den Alpen ergibt sich auch ein sehr guter Standort zur Nutzung der Pumpspeicherung [AEA, 2010]. In Deutschland beträgt die Gesamt-Speicherkapazität ca. 40 GWh, in Österreich 3,2 TWh [DESTATIS, 2011, E-CONTROL2, 2011].

In der Tabelle 1.1 sind die wichtigsten Daten der in Österreich installierten Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke zusammengefasst. Vergleichsweise liegt der durchschnittliche Anteil der Pumpspeicherkraftwerke in **Europa** bei 14 % der Nettokraftwerkskapazität bei einer produzierten Energie von 86.000 GWh (UCTE). [GUTSCHI, 2011] In der Schweiz entspricht die Erzeugung aus Speicherkraftwerken ca. 35 % (21.420 GWh) der insgesamt erzeugten elektr. Energie [BIGLER, 2011].

⁵ Sekundärregelleistung: Bei Abruf erfolgt die Aktivierung innerhalb von 5 Minuten, anschließend muss die Leistung bis zu einer Stunde erbracht werden.

⁶ Tertiärregelleistung: Die Lieferung muss bei Bedarf innerhalb von 15 Minuten zur Verfügung stehen und kann bis zu mehreren Stunden in Anspruch genommen werden.

Kenngröße	AUT 2010	DEU 2010	Einheit
Zur Pumpspeicherung aufgewendete Energie	4.564	9.800	GWh
Bruttostromerzeugung in Speicherkraftwerken	13.572	7.628	GWh
davon durch Pumpspeicherung	3.430	6.928	GWh
Installierte Engpassleistung an Speicherkraftwerken	7.524	7.384	MW
Anzahl der Speicherkraftwerke	111	129	-
Gesamtspeicherkapazität	3,2	0,04	TWh
Projekte bis 2020	3.500	4.000	MW

Tabelle 1.1: Daten zum Pump- und Speicherkraftwerksbestand in Deutschland und Österreich [E-CONTROL, 2010, E-CONTROL2, 2013] [E-CONTROL2, 2011, DESTATIS, 2011]

Basierend auf den in Tabelle 1.1 angeführten Daten, wurde eine theoretische Betrachtung angestellt, inwieweit eine ausschließliche elektrische Energieversorgung Österreichs aus den bestehenden Speicherkapazitäten durchgeführt werden kann. Eine dahingehende Berechnung zeigte, dass eine Versorgung für 16 Tage und ca. 15 Stunden sichergestellt wäre (bei Entladung bis 0 %). Dafür wurde ein theoretischer Ansatz gewählt, da unter realen Rahmenbedingungen die Speicher z.B. nie 100 % geladen sind. Daher wurden die Berechnungen unter der Annahme, dass der Ladezustand 94 % (maximaler Speicherinhalt der letzten Jahre [E-CONTROL2, 2011]) beträgt und die Kraftwerkseinheiten mit der Engpassleistung entladen werden, angestellt. Zu berücksichtigen ist auch, dass die Engpassleistung aller Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke mit ca. 7.841 MW geringer ist als die Höchstlast der Verbraucher mit ca. 10.500 MW.

In der Arbeit „Speicherbedarf für eine Vollversorgung Österreichs mit regenerativem Strom“ wurden auf Grundlage einer Speicheroptimierung die minimal notwendigen Speicherleistungen und Kapazitäten ermittelt. Dazu wurden verschiedene Ausbauszenarien der Wasserkraft, verschiedene Szenarien des Stromverbrauchs sowie ein jeweils optimierter Ausbau (um einen minimalen Speichereinsatz hervorzurufen) von PV und Windenergieerzeugungsanlagen zu Grunde gelegt. Als Ergebnis stellte sich heraus, dass dafür ca. 17 TWh an Speicherkapazität und ca. 11 GW an Pumpleistung notwendig wären. Die notwendige Turbinenleistung würde dabei nur einen Bruchteil (ca. 1/10) der Pumpleistung betragen. Ebenso wurde verdeutlicht, dass die in Österreich vorhandenen hydrau-

lischen Speicherpotenziale bei weitem überschritten werden würden [GROß, 2012].

1.3.2 Allgemeine Daten und Zusammenhänge im Kontext

Um sowohl die Relationen hinsichtlich der Notwendigkeit von elektrischen Energiespeichern als auch die Grundlagen für deren wirtschaftlichen Betrieb zu verdeutlichen, werden in diesem Abschnitt die damit im Zusammenhang stehenden Daten zusammengefasst. Dies bezieht sich insbesondere auf Deutschland und Österreich, da diese Länder hinsichtlich der geografischen Gegebenheiten und daher auch der Stromerzeugung doch sehr unterschiedliche Ausgangsszenarien darstellen. Zum einen bezieht sich dies auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, zum anderen auf die installierte Leistung und Kapazität der zur Verfügung stehenden Energiespeicher. Die hier folgenden Daten sollen als Ergänzung dienen, die Entwicklungen darzustellen und Faktoren aufzeigen, welche den Einsatz von Speichern beeinflussen können.

Es ist wichtig die Größenordnungen im elektrischen Energieversorgungssystem zu verdeutlichen, um eine Beziehung zur „abstrakten“ Größe Speicherbedarf herzustellen. Ebenso spielen natürlich der Stromverbrauch sowie die Zubauraten an erneuerbaren Energien und damit fluktuierende Erzeugung eine bedeutende Rolle. Auf die Marktverhältnisse und insbesondere die Strompreise wird in Kapitel 4.1 detailliert eingegangen.

EU-27

Im Sinne der EU-Ziel ist bis 2020 vorgesehen, dass 20 % des Energieverbrauchs aus regenerativen Energien erzeugt werden sollen. Hinsichtlich der Stromerzeugung sollten bis dahin 22 % aus erneuerbaren Energien stammen. Abgeleitet daraus wurden Ziele für Mitgliedsländer definiert, welche in nationalen Gesetzen festgeschrieben sind. So sieht beispielsweise das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vor, dass in Deutschland bis 2020 mindestens 35 % regenerativ erzeugt werden. Dieser Anteil soll bis 2030 auf 50 % erhöht werden. Dabei sollen bis 2030 +25.000 MW Offshore-Windenergieanlagen zugebaut werden.

In verschiedenen Langzeitstudien wird für Gesamt-Europa ein steigender Stromverbrauch von ca. 40-50 % bis 2050 prognostiziert [UBA, 2011]. Die zu erwartende Entwicklung hinsichtlich der Erzeugung aus erneuerbaren Energien ist in Tabelle 1.2 ersichtlich.

Type	P in GW 2010	P in GW 2020	%	Erz. in GWh 2010	Erz. in GWh 2020	%
H ₂ O	117	134	+ 15	342	365	+ 7
Wind	83	201	+ 143	160	466	+ 191
PV	26	90	+ 249	103	203	+ 97
Biom.	21	38	+ 78	21	102	+ 386
Sonst.	1	3,6	+ 260	6,5	16,4	+ 152
Summe	248	467	+ 88	633	1.152	+ 82

Tabelle 1.2: Zu erwartende Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der EU [EC, 2011]

Der Großteil der Windenergieerzeugung wird dabei in Deutschland, Großbritannien, Spanien, Frankreich, Italien und Niederlande erwartet. Die Energieerzeugung aus Photovoltaik (PV) ist hauptsächlich in Deutschland und Spanien zu sehen.

Spezielle Betrachtung Österreich

Laut des Nachfragemodells MEDA (dies berücksichtigt auch Parameter wie Wirtschafts-, Einkommens- und Preiswachstum sowie die Temperatur) der e-control, kann davon ausgegangen werden, dass die Zuwachsrate für den Stromverbrauch bis 2020 durchschnittlich 1,25 % beträgt. Allgemein kann aber festgehalten werden, dass das Wachstum in den vergangenen Jahren schwächer geworden ist. Die Nachfrageentwicklung steht dabei in enger Verbindung mit dem Bruttoinlandsprodukt (BIP). Auch im BIP zeigen sich geringere Wachstumsraten. Diese Prognose spiegelt sich auch in Untersuchungen der UCTE wider [E-CONTROL, 2012].

Um die Situation hinsichtlich der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in Österreich aufzuzeigen werden im folgenden Abschnitt die wesentlichsten Kenngrößen der Energieversorgung in Österreich dargestellt.

Kraftwerkstyp	Bruttostrom- erzeugung in GWh	in %	Engpass- leistung in MW	in %
Laufwasserkraftwerke	31.476	43,6	5.509	23,8
Wärme- kraftwerke	22.064	30,6	8.261	35,7
Speicher- kraftwerke*	16.094	22,3	7.841	33,8
Wind, PV, Geothermie	2.586	3,6	1.553	6,7
Gesamt	72.219	100	23.164	100

Tabelle 1.3: Erzeugungssituation in Österreich 2012 [E-CONTROL2, 2013] (*entspricht PSKW und SKW)

Um das Verhältnis dieser Zahlen zu verdeutlichen, sind diese in den folgenden Abbildungen 1.1 und 1.2 dargestellt.

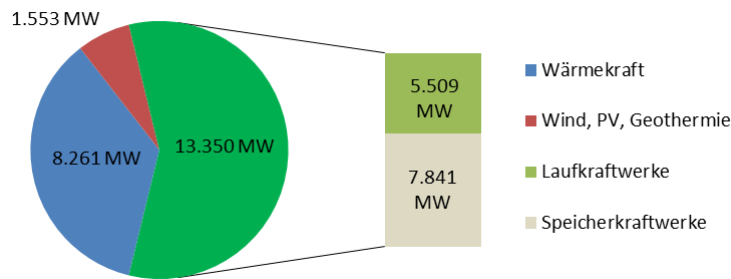


Abbildung 1.1: Engpassleistung des Kraftwerksparks in Österreich 2012 in MW, eigene Darstellung auf Basis von [E-CONTROL2, 2013]

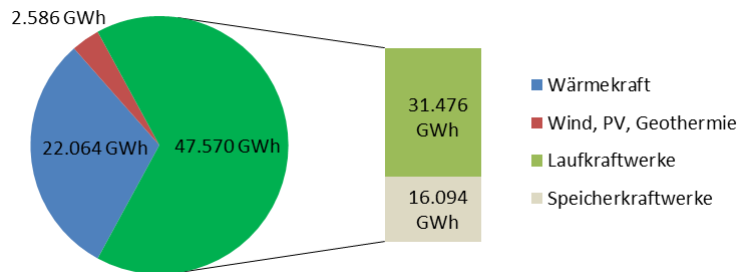


Abbildung 1.2: Bruttostromerzeugung des Kraftwerksparks in Österreich 2012 in GWh, eigene Darstellung auf Basis von [E-CONTROL2, 2013]

2.537 GWh wurden dabei durch biogene Brennstoffe erzeugt, bei einer installierten Leistung von 410 MW. Diese Anteile sind jeweils bei den Wärmekraftwerken enthalten.

In Österreich wurde mit dem Ökostromgesetz (Juli 2011) für den Zeitraum von 2010 bis 2020 ein weiterer Ausbau erneuerbarer Energien definiert [DKJ, 2011]:

- + 1.000 MW Wasserkraft (das entspricht etwa 4 TWh in einem Durchschnittsjahr)
- + 2.000 MW Windkraft (ca. +4 TWh)
- + 2.000 MW Biomasseanlagen (ca. +1,3 TWh)
- + 1.200 MW Photovoltaik (ca. +1,2 TWh)

Zu beachten ist auch die Entwicklung des Inlandstromverbrauchs sowie der Stromverbrauch für Pumparbeit⁷. Wie aus Abbildung 1.3 hervorgeht, hat sich der Energieverbrauch für Pumparbeit innerhalb von 15 Jahren verdreifacht. Dies veranschaulicht einerseits die Notwendigkeit an mehr Speichereinheiten, andererseits aber auch an geänderten Einsatzstrategien für Pumpspeicherkraftwerke, da kein Zubau in entsprechendem Ausmaß stattgefunden hat. Diesbezüglich ist vor allem in den letzten zehn Jahren ein enormer Anstieg zu verzeichnen. Die Zunahme der Pumparbeit ist vermutlich auch auf die, aufgrund der geringen Preisdifferenzen, notwendig gewordene höhere Anzahl an Wälzzyklen zurückzuführen. Vor einigen Jahren, als noch typische Speicherzyklen (Tag-Nacht-Zyklen) gefahren wurden, konnten bei geringerem Energieumsatz noch höhere Erträge erzielt werden, als dies heute möglich ist (vgl. u.a. Abbildung 4.1) [KELAG, 2013].

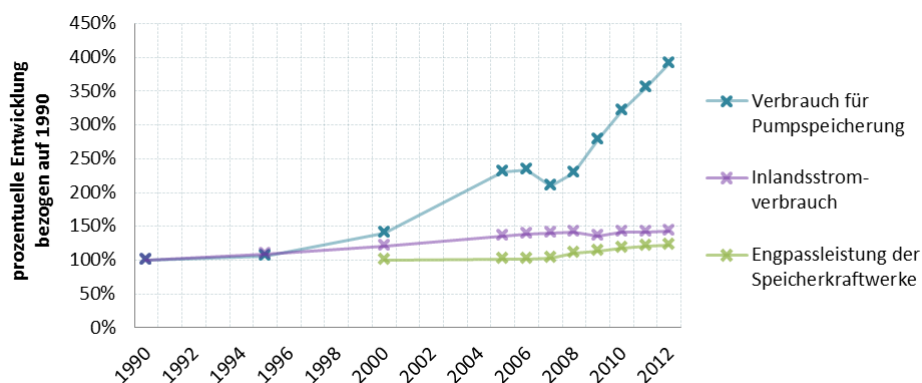


Abbildung 1.3: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs und der Pumparbeit in den letzten 22 Jahren in Österreich, eigene Darstellung auf Basis von [E-CONTROL2, 2013]

⁷ Anmerkung zu Abbildung 1.3: 100 % entsprechen 1.425 GWh bei der Pumpspeicherung, 48.529 GWh beim Stromverbrauch und 6.407 MW der Engpassleistung der installierten Speicherkraftwerke.

Auf Einflüsse und Zusammenhänge mit dem „Umfeld“, in dem die Speicher betrieben werden, wird im Kapitel 4 noch genauer eingegangen.

Trotz des verhältnismäßig großen Umfangs an Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken stellt sich die Situation derzeit so dar, dass zu Spitzenzeiten Strom aus dem Ausland importiert wird. Insgesamt ergibt sich für Österreich ein Importsaldo, d.h. es wird im Jahr mehr Energie importiert als exportiert [AEA, 2010]. Interessant erscheint in diesem Zusammenhang auch das Verhältnis von Erzeugung zu Importe und Verbrauch zu Exporte, dies wird in Abbildung 1.4 dargestellt. Unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades der PSKW erkennt man, dass aus dem Anteil von 13 %, welche in Speicherkraftwerken erzeugt werden, ca. 5 % (der Gesamtenergie) durch Wälzbetrieb erzeugt wurden. Die restlichen 8 % stammen aus Speicherkraftwerken bzw. PSKW mit natürlichem Zulauf. Hinsichtlich der erneuerbaren Energien kann man festhalten, dass 2010 in Österreich ca. 34 % aus Windenergie gedeckt wurden, und etwa 0,5 % aus Photovoltaik. Bis 2015 soll laut der österreichischen Energiestrategie die installierte Windkraftleistung von knapp 1,4 GW (in Österreich 2012) auf 1,7 GW erhöht werden [AEA, 2010, IG-WINDKRAFT, 2013]. Diese Anteile sind dahingehend wichtig, da der zukünftige Speicherbedarf stark vom Energiemix abhängig sein wird und somit dargebotsabhängige Energien einen wesentlichen Einfluss darauf haben.

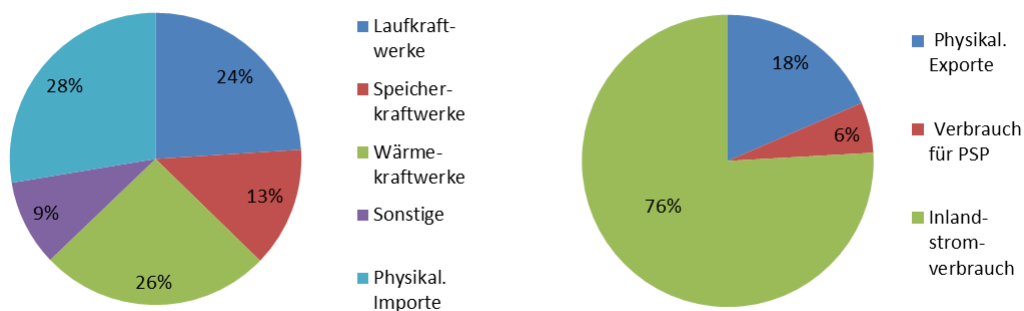


Abbildung 1.4: Erzeugung, Importe sowie Verbrauch und Exporte in Österreich 2011, eigene Darstellung [E-CONTROL, 2011, Daten]

Hinsichtlich Speichereinheiten setzt sich der heutige Bestand in Österreich nur aus PSKW und Speicherkraftwerken zusammen. Eine Übersicht zu den bestehenden Anlagen gibt Tabelle 1.4.

bis MW	Anzahl	Gesamt in MW	Ausnutzungsdauer in h	Jahreserzeugung in GWh
1,0	9	6	3.527	20
2,5	14	24	4.186	99
5,0	10	38	3.668	138
10	11	84	3.183	268
20	15	226	3.307	747
30	10	265	2.351	623
40	6	200	2.229	445
50	4	188	2.288	429
80	8	563	3.095	1.741
100	3	283	3.057	865
200	7	919	1.936	1.779
300	7	1.715	2.069	3.549
> 300	7	3.332	1.618	5.391
Summe	111	7.843	∅ 2.052	16.094

Tabelle 1.4: Anzahl, Leistung, Jahreserzeugung und Ausnutzungsdauer von Speicherkraftwerken in Österreich im Jahr 2012 [E-CONTROL, 2013]

In Tabelle 1.5 sind derzeit geplante PSKW und SKW-Projekte zusammengefasst. Zu berücksichtigen ist bei der geplanten Netzeinspeisung für die in Planung befindlichen Anlagen, dass diese bei einem Großteil der Anlagen ursprünglich für einen früheren Zeitpunkt vorgesehen war bzw. es mittlerweile ungewiss ist, ob es zu einer Umsetzung des Projektes überhaupt kommen wird.

Typische Tageslastgänge für Österreich hinsichtlich Stromverbrauch, Pumparbeit und Erzeugung in Speicherkraftwerken sind in Abbildung 1.5 dargestellt. Des Weiteren sind dort auch die Bandbreiten zu erkennen, in welchen sich die Leistungen über ein Jahr hinweg bewegen. Für die Abbildung wurden die stündlichen Leistungsmittelwerte an jedem dritten Mittwoch im Monat aus dem Jahr 2011 herangezogen. Es ist deutlich zu erkennen, zu welchen Tageszeiten hauptsächlich Energie aus den Speicherkraftwerken bezogen, bzw. wann Pumparbeit verrichtet wird. Abbildung 1.5 auf der nächsten Seite gibt einen groben Überblick, da es aufgrund der marktgeführten „Einsatzplanung“ schwierig ist konkrete Aussagen über heutige Betriebsweisen von Speicherkraftwerken zu treffen.

<i>in Bau befindliche Anlagen:</i>	Typ	Leistung in MW	Energie in GWh	geplante Netzeinspeisung
Reißeck II	PSKW	430	-	2015
Zillertal Effizienzst.	PSKW/SKW	22	-	2015
KW Kaprun Effizienzst.	SKW	40	8	2016
KW Obervermuntwerk II	PSKW	360	-	2018
KW Rellswerk	PSKW	15	18	2016
KW Molln	PSKW	300	-	2018
<i>in Planung befindliche Anlagen:</i>				
PSKW Ebensee	PSKW	150	-	2020
Pumpspeichieranlage EVN	PSKW	300	-	offen
PSKW Tauernmoos	PSKW	130	13	2021
Limberg III	PSKW	480	-	offen
Rotholz	PSKW	116	170	offen
KW Kaunertal Ausbau	PSKW	900	622	2027
Sellrain-Silz/KW Kühltai	PSKW	130	216	2021
Energiespeicher Riedl	PSKW	300	-	offen

Tabelle 1.5: Aktuelle PSKW-Projekte in Österreich [OEE, 2014]

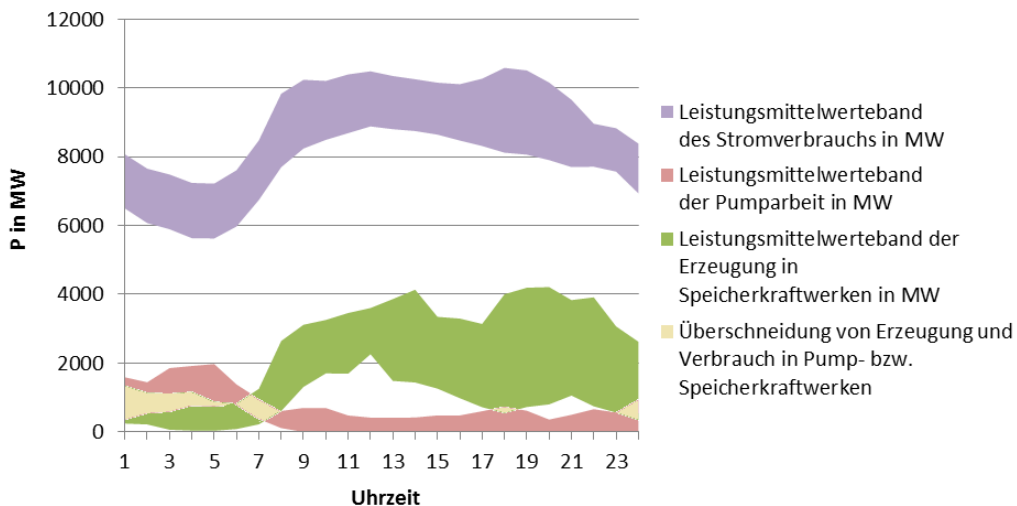


Abbildung 1.5: „Leistungsbänder“ des Inlandstromverbrauchs, des Stromverbrauchs für Pumparbeit sowie der Erzeugung in Speicherkraftwerken in Österreich 2012, eigene Darstellung auf Basis der Daten der e-control, Betriebsstatistik 2012.

Spezielle Betrachtung Deutschland

Die aktuelle Erzeugungssituation in Deutschland ist in Tabelle 1.6 dargestellt:

KW	GWh	%	MW	%
Wärmeleistung	427.100	77,5	91.953	53,3
Wind	48.900	8,9	29.440	17,1
<i>davon Onshore</i>	48.300	98,8	29.252	17
<i>davon Offshore</i>	600	1,2	188	0,1
PV	19.300	3,5	30.459	17,1
Laufkraftwerke	15.500	2,8	4.002	2,3
Speicherkraftwerke	1.800	0,3	1.309	0,8
PSKW	9.100	1,7	9.229	5,4
Sonstige Erneuerbare	29.700	5,4	5.972	3,5
Import	35.500	-	-	-
Export	38.500	-	-	-
Bruttostromverbrauch	567.800	-	-	-
Gesamterzeugung*	551.400	100	172.364	100

Tabelle 1.6: Nennleistung und Jahreserzeugung (netto) des Kraftwerkparks in Deutschland im Jahr 2011 [BNA, 2012] (* für Anlagen > 10 MW)

Des Weiteren befinden sich PSKW im Umfang von 195 MW in Bau und sollten bis 2015 fertiggestellt sein, wobei bis 2019 weitere PSKW mit einer Leistung von 1.670 MW geplant wären [BNA, 2011].

In Deutschland strebt man bis 2020 einen Mindestanteil der erneuerbaren Energien von 35 % (derzeit werden ca. 20 % erreicht) zur Deckung des Bruttostromverbrauchs an. Insgesamt geht man in Deutschland davon aus, dass die installierte Leistung von Anlagen mit erneuerbaren Energien bis ins Jahr 2030 von 2013 ca. 74 GW auf 110 GW ansteigen wird [DKJ, 2011]. Im Jahr 2050 rechnet man, dass 129 GW reg. Stromerzeuger, davon 76 GW (2013: 30,0 GW) Windkraft- und 34 GW (2013: 33,1 GW) PV-Leistung installiert sind. Diese sollten dann etwa 75 % des Strombedarfs decken [AEA, 2010]. Wie in Tabelle 1.6 ersichtlich, stand den PV-Anlagen im Jahr 2011 bei einem Leistungsanteil (installierte Engpassleistung) von 17,1 % ein Einspeiseanteil von 3,5 % gegenüber. Windenergie erreichte beim gleichen Leistungsanteil einen Einspeiseanteil von 8,9 %. Die Jahresnutzungsdauer betrug damit bei PV ca. 630 h/Jahr und bei Windenergie ca. 1660 h/a. Diese Zahlen verdeutlichen sehr gut inwieweit die Energie aus EEG-Anlagen nur zeitlich begrenzt zur Verfügung steht. Unter Einbeziehung der zeitlichen Verfügbar-

keit während eines Tages, einer Woche oder eines Monats hinweg wird deutlich, welche Auswirkungen dies auf das gesamte Elektrizitätsversorgungssystem hat.

Während in Deutschland ein mäßiger Ausbau von Onshore-Windenergie und Wasserkraft erwartet wird, soll hingegen bei der Offshore Windenergie und der PV ein starker Ausbau erfolgen. Zunehmen wird ebenfalls die Zahl der Biogasanlagen und die der geothermischen Kraftwerke [IWES, 2010].

Aufgrund der stetig steigenden Gesamtnennleistung der EEG-Anlagen und der damit verbundenen Überproduktion zu bestimmten Zeiten haben Netzbetreiber in Deutschland mittlerweile die Option die Erzeugung dieser Anlagen bei Bedarf zu drosseln, wenn die Energie nicht mehr abgenommen und kein konventionelles Kraftwerk mehr herunterregelt werden kann [BNA, 2011]. Diesbezüglich können Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke Abhilfe schaffen. Geht man allerdings davon aus, dass die jährlich verrichtete Pumparbeit in Deutschland etwa 7.600 GWh (Referenzwert 2012) beträgt, so entspricht dies nur ca. 1,4 % der gesamten erzeugten elektrischen Energie und 11 % der in PV-Anlagen und Windgeneratoren erzeugten Energie [ISEA, 2012].

1.3.3 Ist-Situation hinsichtlich Windenergie- und PV-Anlagen Vergütung

Regenerative Stromerzeugungseinheiten werden derzeit marktunabhängig betrieben und haben Einspeisevorrang. Das heißt Ökostromanlagen-Betreiber in Deutschland und in Österreich haben einen fixen Einspeisetarif und ihre erzeugte Energie muss abgenommen werden. Per Gesetz ist der Netzbetreiber dazu verpflichtet elektrische Energie, welche in erneuerbaren Anlagen erzeugt wurde, zum garantierten Einspeisetarif abzunehmen. Diese Energie wird dann an die Energieversorger entsprechend deren Marktanteilen weiterverkauft. Des Weiteren unterliegen sie hinsichtlich Fahrplanmanagement einer eigenen Regelung: Sie werden in jeder Regelzone in einem eigenen Bilanzkreis geführt, welcher aber nicht für Abweichungen vom Fahrplan aufkommen muss. Die dadurch entstehenden Kosten werden vom Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) getragen. Dieser schlägt die Kosten auf die Netznutzungsentgelte auf. Dies hat folgende Auswirkungen auf den Markt [VDE2, 2008]:

- es wird nur der Umfang der Energieerzeugung durch KWK-Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplung), PV- und Windenergieanlagen gefördert, unabhängig deren zeitlicher

Verfügbarkeit und der Einhaltung von Fahrplänen

- die Kunden in der jeweiligen Regelzone haben für die Kosten der so entstehenden Fahrplanabweichungen aufzukommen
- widerspricht der Smart-Grids-Strategie, welche eine stärkere Marktorientierung der Teilnehmer fordert

Durch die Deckung der Kosten, für Wind- und PV-Energie, über die Netznutzungsentgelte besteht allerdings kein Anreiz notwendige Geschäftsmodelle für erneuerbare Energien zu entwickeln.

Auswirkungen hat diese Vorgehensweise in Form der Verschiebung des Marktpreises, dem sog. Merit-Order-Effekt. Auf die dahingehenden Zusammenhänge wird auf Seite 126 detailliert eingegangen.

Es besteht aber in Deutschland auch die Möglichkeit der Direktvermarktung, also entsprechend der Vermarktung wie sie von den Anlagenbetreibern konventioneller Kraftwerke durchgeführt wird. Allerdings muß hier für spätere Abweichungen von zuvor erstellten Prognosen aufgekomen werden. Dafür können aber Betreiber von erneuerbaren Energieanlagen eine Marktprämie in Anspruch nehmen, welche die Differenz zwischen durchschnittlich erzielbarem Marktpreis und dem EEG-Vergütungssatz, sowie einer zusätzlichen Managementprämie, beinhaltet. Damit wird auf einen marktorientierten Betrieb der Anlagen abgezielt.

1.4 Anforderungen an Speicher und daraus resultierender Speicherbedarf

Aufgrund der im vorhergehenden Kapitel beschriebenen zu erwartenden weiteren Zunahme fluktuierender Erzeugung wird natürlich eine „Umstrukturierung“ im Kraftwerkspark notwendig. Eine weitere Beeinflussung entsteht durch die Prognostizierbarkeit erneuerbarer Energien. Dadurch wird es unumgänglich sein mittel- bis langfristig Speicherkapazitäten zu errichten, sofern man eine umfangreiche Abregelung der Anlagen vermeiden möchte [OEE, 2011].

In gewisser Weise besteht die Möglichkeit durch intelligentes Lastmanagement einen Teil der Schwankungen abzufangen. Immer wieder kommt es jedoch zu Leistungseinschränkungen, die unter anderem auch durch Netzengpässe hervorgerufen werden.

Des Weiteren wird die Erzeugung aus erneuerbaren Energien regional die Nachfrage häufiger übersteigen, wodurch das Verbundnetz vermehrt als Übertragungsnetz genutzt wird. Eine problematische Situation könnte sich auch hinsichtlich KWK-Anlagen einstellen. Bei geringer Netzlast könnte es zu Situationen kommen, welche dazu führen, dass eine Einschränkung der Einspeisung notwendig wird. Um solche Szenarien zu vermeiden, sind je nach Betrachtungszeitraum, Speicherkapazitäten in allen Zeitbereichen von Minuten bis Wochen notwendig [VDE1, 2008]. In den folgenden Abschnitten werden diese Zusammenhänge, welche den zukünftigen Speicherbedarf beeinflussen, beschrieben, um daraus eine bessere Evaluierung der später ausgewählten Speichertechnologien zu ermöglichen.

1.4.1 Zusammenhang der Gewinnung erneuerbarer Energien und dem Speicherbedarf

Charakteristisch für erneuerbare Energiequellen ist das resultierende stochastisch fluktuierende Energieangebot. Dadurch kann es ab einem gewissen Anteil derartiger Energieerzeugungsanlagen der Fall sein, dass der aktuell zur Verfügung stehenden Leistung keine Last gegenüber steht. Um die vorhandenen Ressourcen aber soweit wie möglich und sinnvoll zu nutzen, ist es notwendig durch sogenannte dynamische Konditionierung, eine Qualitätssteigerung dieser Energien zu erreichen. Die Fluktuation dieser Energie macht sich in den Netzen in Form von Spannungs- und Frequenzschwankungen bemerkbar. Durch dynamische Speicher besteht die Möglichkeit die zu bestimmten Zeitpunkten im Überschuss vorhandene Energie zu hochwertiger „abrufbarer“ Energie umzuwandeln. Außerdem besteht dadurch die Möglichkeit diese Energie dann zur Deckung der Lastspitzen zu verwenden. Durch eine dezentrale Glättung der Fluktuation resultiert auch ein gleichmäßiger Energiebezug aus dem überregionalen Netz. Wird diese Möglichkeit nicht genutzt, müssten auftretende Leistungsdifferenzen im Netz durch Regelleistung ausgeglichen werden. Dazu sind Kraftwerke notwendig, die ggf. mit reduzierter Leistung fahren, wodurch bekannte Nachteile wie Wirkungsgradminderung, höhere Umweltbelastung und in weiterer Folge höhere Kosten entstehen. Aus diesen Überlegungen können Vorgaben für Speichersysteme entwickelt werden, um eine langfristige Beeinflussung von Wirk- und Blindleistungsflüssen im Netz zu erreichen.

Auf jeden Fall spielt auch der Umfang des Zubaus der jeweiligen Erzeugungstechnologien in Zukunft eine wesentliche Rolle. Je nach Kombination dieser Energieerzeuger, kann es zu positiven Ausgleichseffekten kommen, wie im folgenden Abschnitt dargelegt wird.

Windenergie - Erzeugungsschwankungen

Die Energieerzeugung aus Windkraft stimmt relativ gut mit dem Jahreslastgang überein. Durch kontinentale Verbindungen ergibt sich eine Vergleichmäßigung des volatilen Verhaltens, allerdings bedarf dies einen umfangreichen Netzausbau [POPP, 2010].

Problematik Sonnenenergie - Erzeugungsschwankungen

Durch Globalstrahlungszeitreihen wurde in der Dissertation [POPP, 2010] abgeschätzt, welche Ausgleichskapazitäten notwendig wären, um eine bedarfsgerechte Versorgung alleine durch PV-Anlagen zu gewährleisten. Anhand der Auswertung der Globalstrahlung für 120 Standorte in Deutschland wurde gezeigt, dass man davon ausgehen kann, dass im Jahresdurchschnitt 10 % der installierten PV-Peakleistung eingespeist wird. Zum Teil werden aber auch 500 % des Durchschnittswertes zu Verfügung stehen (basierend auf den Daten für Deutschland 2005/Q1). Im Vergleich dazu wird bei der maximalen Einspeiseleistung der österreichischen Wasserkraft fast die installierte Engpassleistung erreicht. Das Minimum liegt dabei bei 30 % der installierten Leistung (im Betrachtungszeitraum von 2004 bis 2008) [Groiß, 2011].

Zur Verdeutlichung jahreszeitlicher sowie jährlicher Schwankungen können sog. Ladungsabweichungen (Integral der Durchschnittsleistungsabweichung über die Zeit) ermittelt werden. Diese weisen eine große Abhängigkeit bzw. Regelmäßigkeit bezüglich der Jahreszeiten auf. Im Winter liegen diese unter dem langjährigen Durchschnitt der Ladungsabweichungen, im Sommer entsteht ein Ladungsüberschuss und im Herbst und Frühling werden die Extrema ausgeglichen. Deutlich zu erkennen sind daraus sonnenreiche und sonnenarme Jahre. Im gesamteuropäischen Durchschnitt ergibt sich eine Abweichung der Solarstromerzeugung vom Jahresdurchschnitt zwischen -4 % und +7,5 %. [POPP, 2010] Die Sonnenenergie stellt dabei die am besten prognostizierbare der erneuerbaren Energien dar. Bei genauerer Betrachtung der regionalen Effekte zeigt sich, dass es zu einem sehr guten Ausgleich kommt.

Kombination Sonnenenergie und Windenergie

Kombiniert man die beiden Energieerzeugungsmöglichkeiten so zeigt sich, dass das Energiedargebot im jahreszeitlichen Verlauf gegenläufig auftritt. Beim Solarstrom erreicht man das Maximum im Frühjahr und Sommer, bei der Windenergie wird das Maximum im Herbst und Winter erreicht. Kombiniert man nun diese beiden Energieerzeugungsarten,

so kann die Stromerzeugung der Nachfrage angepasst werden, um somit eine möglichst geringe Ladungsabweichung zu erreichen. Aufgrund der Ladungsabweichung der Stromnachfrage erweist sich eine Kurvenform, die der Erzeugung möglichst nahe kommt, als ideal. Vorliegende Untersuchungen haben gezeigt, dass bei einer Kombination von 80 % Windenergieanlagen (Nennleistung) und 20 % Solarenergieanlagen (Peak-Leistung) der geringste Ausgleichsbedarf erforderlich ist [POPP, 2010]. Das Verhältnis liegt derzeit in Österreich bei 79 % : 21 %, in Deutschland bei 49 % : 51 %, bezogen auf die installierten Leistungen von 2012 [PV-AUSTRIA, 2013, IG-WINDKRAFT, 2013]. Durch einen kombinierten Einsatz von Windkraft und PV kommt es zu einer geringeren Fluktuation, da das Energieangebot von Wind und Sonne antikorrelierend ist [NEUPERT, 2008].

Weitere Aspekte

Nicht nur die fluktuierende Einspeisung spielt eine Rolle, auch die aufgrund der derzeitigen Marktsituation meist stillstehenden konventionellen Kraftwerke können nicht innerhalb kurzer Zeit zu Stabilisierung des Netzes herangezogen werden. Problematisch dahingehend ist allerdings, dass auch neue konventionelle Kraftwerke derzeit am Markt nicht wirtschaftlich eingesetzt werden können, und es daher nicht sinnvoll ist neue Kraftwerke unter den gegebenen Bedingungen zu errichten [VDI, 2009]. Durch eine abgestimmte Kombination der Energieerzeugung aus fluktuierenden Quellen, ist zwar eine Optimierung möglich, allerdings bleibt die wesentliche Problematik hinsichtlich temporärer Erzeugungsengpässe bzw. Ausfälle aus diesen Quellen bestehen.

1.4.2 Anforderungen an Speicher

Bei stationären Energiespeichern ist es vor allem notwendig, dass Energie effizient gespeichert werden kann und temporäre Überkapazitäten zu einem späteren Zeitpunkt zur Verfügung gestellt werden können. Immer öfter wird es notwendig Ausgleichsenergie für die Prognoseabweichungen vorzuhalten, wodurch schnell einsetzbare Speicher eine wesentliche Rolle spielen. Bei Bedarf soll die gespeicherte Energie dann möglichst schnell zu Verfügung gestellt werden. Stationäre Speicher dienen hauptsächlich der Netzstabilisierung, um einen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage zu erreichen, die von Sekunden bis hin zu Stunden reichen können. Systemdienstleistungen sind durch den Übertragungsnetzbetreiber zu gewährleisten, um einen zuverlässigen Netzbetrieb innerhalb der Regelzone zu ermöglichen. Einen wesentlichen Teil stellt daher die zur Verfügungstellung von Regenergie für den Übertragungsnetzbetreiber dar.

Mit Hilfe von selbstgeführten Wechselrichtern können Energiespeicher zur Wirkleistungsaufnahme/-abgabe sowie als Blindleistungserzeuger/-verbraucher genutzt werden. Energiespeicher, die bei der Energieabgabe eine elektrische Maschine betreiben, haben ohnehin die Möglichkeit (je nach technischer Auslegung) eine Blindleistungsregelung umzusetzen. Auch Netzkurzunterbrechungen können überbrückt werden, wodurch das sog. „fault ride through“ (Netzanschlussregeln) ermöglicht wird [VDI, 2009].

Daraus sind folgende Einsatzzwecke zu bestimmen

Energiespeicher können, je nach technischer Auslegung, folgende Dienste anbieten:

- Primärregelleistung
- Sekundärregelleistung
- Tertiärregelleistung bzw. Minutenreserve

und dienen im Energiesystem verschiedenen Zwecken [GUTSCHI, 2011, HEIER, 2009]:

- Netzstabilisierung
- Lastglättung
- Gewährleistung der Versorgungssicherheit
- Schwarzstartfähigkeit
- Engpassmanagement bzw. Erzeugungsmanagement
- Netzqualitätsicherung
- Ausgleich, zwischen Bilanzgruppen um Ausgleichsenergiebedarf gering zu halten

Netzstabilisierung

Darunter versteht man die Frequenz- und Spannungsregelung in Form von zur Verfügungstellung von Wirkleistung bzw. Blindleistung und somit auch zur Kompensation von Spannungs- und Frequenzschwankungen. Für die Spannungsregelung können PSKW bei leerlaufender (entkoppelter) Turbine auch im Phasenschieberbetrieb genutzt werden. Zur Netzqualitätssicherung zählen die rotierende und die stehende Reserve [ISEA, 2012].

Lastglättung und Leistungsveredelung

Prinzipiell wird bei der Leistungsveredelung zu Schwachlastzeiten vorhandene Energie zwischengespeichert und zu Spitzenlastzeiten wieder abgerufen. Es handelt sich um die Speicherung von temporären Energieüberschüssen und es wird das sog. „Peak-Shaving“ erreicht - das heißt eine Lastglättung. Dadurch kommt es zu einer Reduzierung der Kostendifferenz zwischen Grundlast und Spitzlast, was einer Verringerung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten entspricht [DENA, 2008].

Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Schwarzstartfähigkeit

Der Übertragungsnetzbetreiber ist dafür verantwortlich eine zuverlässige Stromerzeugung sicherzustellen. Sollte es zu einem größeren Netzzusammenbruch kommen, so muss es möglichst schnell wieder aufgebaut werden, um den volkswirtschaftlichen Schaden so gering wie möglich zu halten. Um dies zu erreichen sind Kraftwerke notwendig, welche schwarzstartfähig sind, d.h. ohne „fremde“ Energie und Spannungsvorgabe anfahren können und ihren Eigenbedarf selbst decken können. Somit kann ausgehend von diesen Einheiten das Netz Stück für Stück wieder aufgebaut werden. Um dies zu ermöglichen muss der Netzbetreiber dafür Sorge tragen, dass ausreichend Kapazitäten für diesen Fall vorhanden sind. Prädestiniert für diesen Zweck sind insbesondere PSKW und CAES aufgrund der Eigenschaft, dass diese einen geringen Eigenbedarf haben und schnell regelbar sind. [DENA, 2008]

Ein Kraftwerk gilt unter folgenden Bedingungen als schwarzstartfähig:

- geeigneter Standort gegenüber anderen Kraftwerken
- möglicher Inselbetrieb bei beliebiger Last, über mehrere Stunden
- Spannungs- bzw. Blindleistungsregelung, um Anlagen auf tieferen Spannungsebenen in Betrieb zu nehmen
- Möglichkeit zur Frequenz - bzw. Wirkleistungsregelung

Um die Versorgungssicherheit zu erhöhen, ist aus ökonomischen und ökologischen Aspekten eine erhöhte Nutzung von Energiespeichern zu erwarten [NEUPERT, 2008]. Aus einer Studie der deutschen Netz Agentur geht hervor, dass in Zukunft vor allem Situationen mit Schwachlast und Starkwind hinsichtlich Netzstabilität problematisch werden können, da zu diesen Zeitpunkten die Nachfrage deutlich überschritten wird [DENA, 2008].

Engpassmanagement

In Zeiten hoher dezentraler Einspeisung stoßen Niederspannungs- und Mittelspannungsnetze teilweise an ihre Grenzen. Da die historisch gewachsenen Netze nicht auf diese Erzeugungssituation ausgelegt sind, müssen diese vermehrt ausgebaut werden. In Extremfällen wäre daher ein Einspeisemanagement notwendig, d.h. eine Abregelung der Erzeugungsanlagen. Durch lokale dezentrale Speicher in solchen Problemgebieten könnte der Ausbau von Verbindungen zwischen niedrigen und hohen Netzebenen reduziert werden, da der Speicher regulierend eingreifen könnte [DENA, 2008]. Allerdings hat sich hier bei einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung herausgestellt, dass ein Speicher - der nur für solche Zwecke errichtet wird deutlich höhere Kosten aufweist, als sich bei einem Netzausbau ergeben würden. So gesehen müsste ein solcher Speicher auf jeden Fall multifunktional eingesetzt werden [VDI, 2009]. Auch die auf der 110-kV-Netzebene betriebenen Speicher können Abhilfe schaffen, um eine Reduktion der Rückspeisung ins 380-kV-Netz zu vermeiden [DENA, 2010].

1.4.3 Resultierender Speicherbedarf

Der Speicherbedarf für eine zuverlässige Energieversorgung wird von verschiedensten Faktoren beeinflusst. Die bereits dargestellten Zusammenhänge werden in einer Vielzahl von Studien, Abschätzungen und Simulationen thematisiert. In diesem Kapitel werden die wesentlichsten Zusammenhänge dargestellt, um daraus eine Aussage zu den untersuchten Technologien ableiten zu können. Ebenso sollen die Größenordnungen des zu erwartenden Speicherbedarfs verdeutlicht werden [UMSICHT, 2011].

Generell ist der Bedarf an Flexibilisierung im elektrischen Energiesystem sehr groß. Aufgrund der notwendigen Investitionen und auftretenden Verluste beim Speicherzyklus sollte der Speichereinsatz durch eine Optimierung des Energieversorgungssystems, allerdings möglichst gering gehalten werden. Dies könnte u.a. durch Lastmanagement erreicht werden. Der erzeugte Strom aus PV-Anlagen entspricht tendenziell dem Lastgang während eines Tages, somit ergibt sich daraus ein geringerer Speicherbedarf, abgesehen von der Nichtverfügbarkeit an verschiedenen Tagen und Zeiten [NEUPERT, 2008]. Natürlich spielt wiederum eine hohe installierte Peak-Leistung eine wesentliche Rolle, wenn diese die Last übersteigt.

Laut einer Analyse der Boston Consulting Group besteht in Europa bis 2025 ein Bedarf an Kompensationskraftwerken zum Ausgleich fluktuierender Erzeuger mit einer Gesamtleistung von 100 GW bei einer jährlichen Produktion von 150 TWh (das entspricht 5 % des Gesamtbedarfs im Jahr 2050). Für das Jahr 2050 rechnet man in Deutschland mit 26 TWh an überschüssiger Energie (hervorgerufen durch negative Residuallast), welche an 2.500 h im Jahr anfallen wird [AEA, 2010].

Zu erwartender Bedarf an Regelleistung

Aus der „Dena Netzstudie-I“ geht hervor, dass in Deutschland bis 2020 ca. **14 GW an überschüssiger Leistung** durch Speicher, Demand Side Management (DSM) und Export abgearbeitet werden müssen, um die erzeugte Energie aus erneuerbaren Energiequellen vollständig zu nutzen [DENA, 2008]. Hinsichtlich der Windenergie und der damit notwendigen Prognosen, welche sich laut „Dena-Netzstudie-II“ bis 2020 um 45 % verbessern sollten, verbleibt ein Regeleistungsbedarf für Deutschland von 4.200 MW an positiver, sowie 3.300 MW an negativer Sekundär- und Minutenreserve. Dies entspricht in etwa dem heutigen Bedarf [DENA3, 2010].

Mit dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien muss auch mit einem weiteren Anstieg an Primär- und Sekundärregelleistung gererechnet werden. Dabei rechnet man in Österreich mit einer Leistungsbandbreite von 30-70 MW pro GW Erzeugungsleistung aus Windkraft und Photovoltaik [OGE, 2013]. Bis 2015 geht man in Österreich durch die Erweiterung der Windkraft auf 1,7 GW von einer notwendigen Vorhaltung von Tertiärregelleistung von ca. 350 bis 550 MW aus [AEA, 2010].

Weitere Untersuchungen zeigen, dass bei zunehmender Einspeisung von Energie aus Wind und Photovoltaik, auch die Prognose einen immer wichtigeren Einflussfaktor darstellt [AEA, 2010]. Diese Größe des Vorhersagefehlers in den Prognosen, für die Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern, beeinflusst auch den Bedarf an Regelleistung. Fahrpläne von Kraftwerken werden an die Prognose angepasst, um den Bedarf bestmöglich im kurzfristigen Stromhandel zu erfüllen. Dabei kann mittlerweile als kleinste Einheit Energie in 15-Minuten-Kontrakten gehandelt werden und diese bis zu 45 Minuten vor dem Einsatz der Kraftwerke. Der Anteil, der nicht durch den Stromhandel gedeckt wird, muss in Form von Regelleistung ausgeglichen werden. Für die Ermittlung des Regelleistungsbedarfs werden die Fehler der Prognose der Einspeisung aus erneuerbaren, unverhofften Ausfällen bzw. Last-Prognosefehlern berücksichtigt.

Bis 2020 ist mit einem Anstieg der erforderlichen Regelleistung zu rechnen. Ab diesem Zeitpunkt nimmt der Bedarf tendenziell ab (bei gleichem Sicherheitsniveau) [IWES, 2010]. 2050 liegt die notwendige Regelleistung sogar unter dem derzeitigen Wert. Aufgrund des Wegfallens von großen Kraftwerkseinheiten im Gigawattbereich nimmt die Wahrscheinlichkeit von Ausfällen größerer Leistung ab. Es kommt somit zu einer Erhöhung der Versorgungssicherheit.

Trotz des enormen Ausbaus von PV- und Windkraftanlagen verringert sich die vorzuhaltende Regelleistung, da die Fahrplanabweichungen geringer werden. Starken Einfluss darauf hat die Prognosegüte (siehe Abbildung 1.6) [IWES, 2010]. Ohne eine zu erwartende Verbesserung der Prognosen, ergäbe sich bis 2050 eine Verdreifachung des Regelleistungsbedarfs! Nachdem aber davon ausgegangen werden kann, dass die Prognosemodelle noch wesentlich verbessert werden, wird der Regelenergiebereich voraussichtlich an Bedeutung für Pumpspeicher verlieren. Absehbar ist aber auch eine deutliche Zunahme des Lastausgleichs [IWES, 2010].

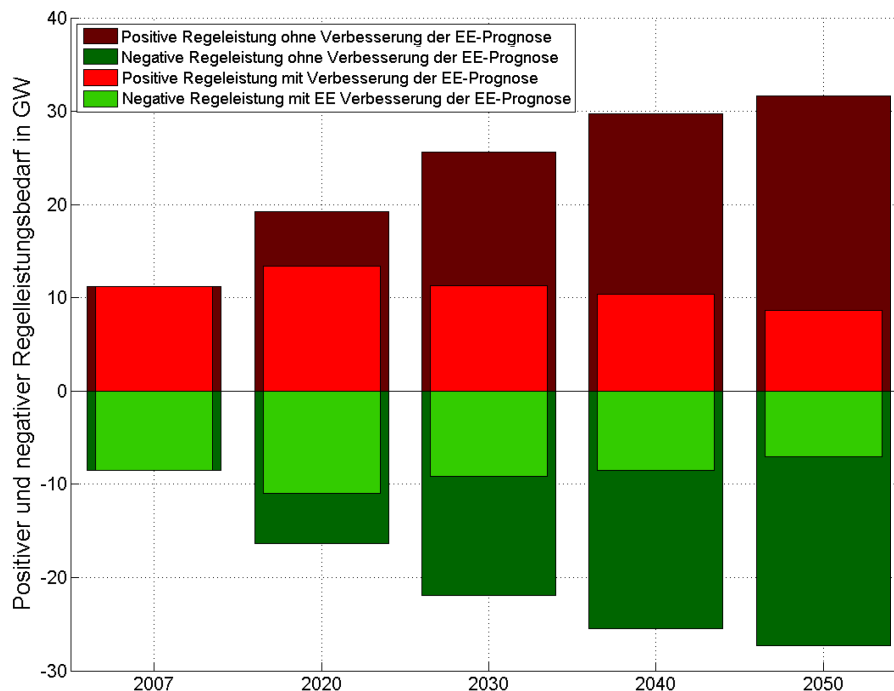


Abbildung 1.6: Auswirkungen der Prognosegenauigkeit auf den zukünftigen deutschen Regelleistungsbedarf [IWES, 2010]

Auswirkungen auf die Grund-, Mittel- und Spitzenlast

Im Rahmen umfangreicher Untersuchungen⁸ durch das Fraunhofer IWES wurde die Entwicklung der zu erwartenden Residuallast für Deutschland ausgewertet [IWES, 2010]. Elektrische Energie aus erneuerbaren hat bei der Einspeisung Vorrang gegenüber konventionellen Erzeugern. Somit richtet sich der Einsatz der übrigen Einspeiser wie Speicherkraftwerke und konventionelle Erzeuger nach der Residuallast. Wärmegeführte KWK stellen ebenfalls vorrangige Einspeiser dar.

Durch eine Auswertung der Dichteverteilung der Residuallast für die zu erwartende Entwicklung bis 2050 wurde festgestellt, dass sich bei zunehmender Erzeugung aus erneuerbaren Energien der Wertebereich der Residuallast verbreitert und höhere Leistungen weniger oft erreicht werden. Ab 2020 treten bereits negative Residuallasten auf, was einem Leistungsüberschuss aus erneuerbaren Energien entspricht.

In weiterer Folge wurden die benötigten Energiemengen und die jeweils notwendige installierte Leistung, hinsichtlich der Deckung von Grund- Mittel- und Spitzenlast, für das jeweilige Referenzjahr erhoben (siehe Abbildung 1.7).

Aufgrund der zunehmenden Erzeugung aus erneuerbaren Energien ist zu erwarten, dass der Energiebedarf im Mittellastbereich ansteigt. Spitzenlastenergie verzeichnet nur einen leichten Anstieg, da aber die Gesamtenergie (zu deckende Residualenergie) kleiner wird, ergibt sich anteilmäßig ein höherer Stellenwert.

Der Grundlastenergiebedarf und die dafür notwendige Kapazität wird immer geringer bzw. wird 2050 keine Grundlastkapazität mehr notwendig sein. Die Kapazitäten für Spitzen- und Mittellast verzeichnen beide einen zunehmenden Bedarf. Bemerkenswert ist auch der Leistungs- bzw. Energieüberschuss, welcher ab 2030 zu erkennen sein wird.

⁸ Auf Basis des Leitszenarios 2009 des deutschen Bundesumweltministeriums, allerdings ohne Berücksichtigung des Stromimports aus erneuerbaren Energien.

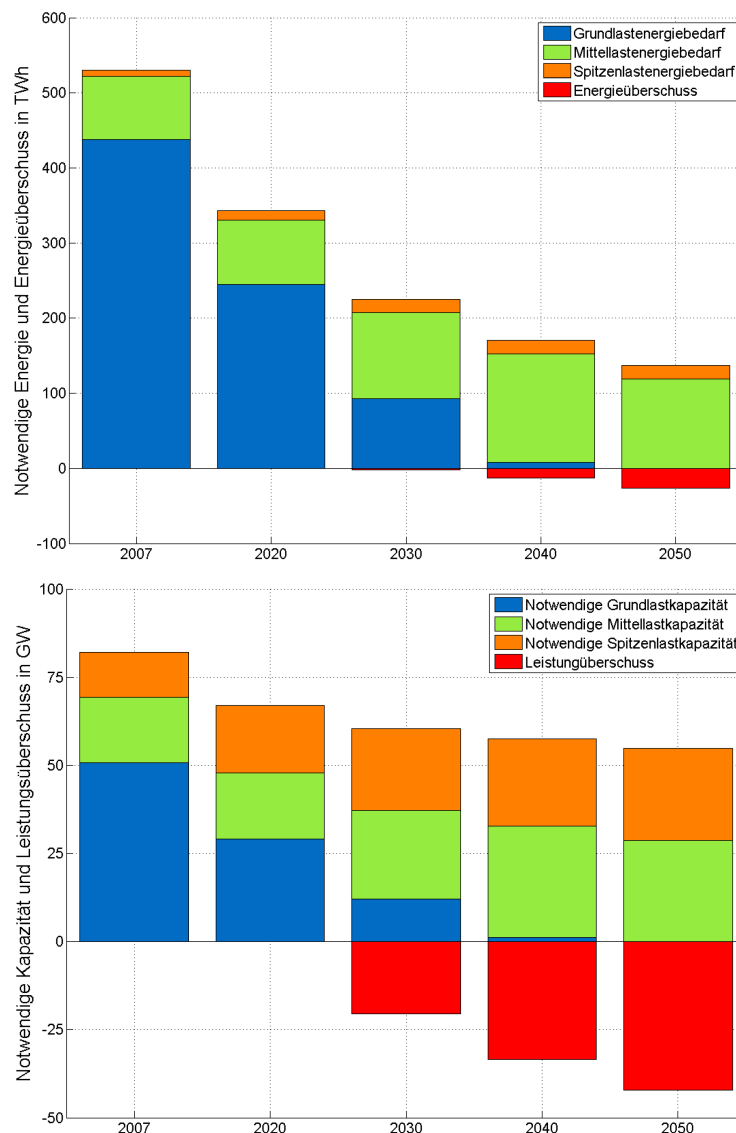


Abbildung 1.7: Entwicklung des Energiebedarfs und der notwendigen Kapazitäten, aufgeteilt in Grund-, Mittel- und Spitzenlastanteil sowie der Energie- und Leistungsüberschüsse bis 2050 [IWES, 2010]

Zu einem ähnlichen Ergebnis kam man auch in einer Studie des IWES-Kassel und der Boston Consulting Group (2010), die zeigt, dass der Umbau des Elektrizitätssystems nur erfolgen kann, wenn auch Spitzen- und Mittellastkraftwerke geschaffen werden, die die größer werdenden Lastschwankungen kompensieren können [AEA, 2010]. Da Speicher sehr gut für die Deckung der Spitzenlast und auch als zusätzliche Verbraucher (bei negativer Residuallast) geeignet sind, allerdings deren Speicherkapazität begrenzt ist, wurde erhoben, welche Abweichungen hinsichtlich der Fluktuation der Spitzenlast

von den Mittelwerten zu erwarten sind. Um diesen zeitabhängigen Spitzenkapazitätsbedarf zu ermitteln, wurden die stündlichen Abweichungen von den Tagesmittelwerten, die Abweichungen des Tagesmittelwertes vom Wochenmittelwert, sowie auch die Abweichungen des Wochenmittelwerts vom Monatsmittelwert herangezogen, um letztendlich auf das zum Ausgleich vorliegende Potenzial für Tages-, Wochen- und Monatsspeicher zu schließen (siehe Abbildung 1.8). Zusätzlich zur Speicherung bestünde natürlich die Möglichkeit, durch Anfahren konventioneller Kraftwerke sowie Import, einen Ausgleich zu schaffen.

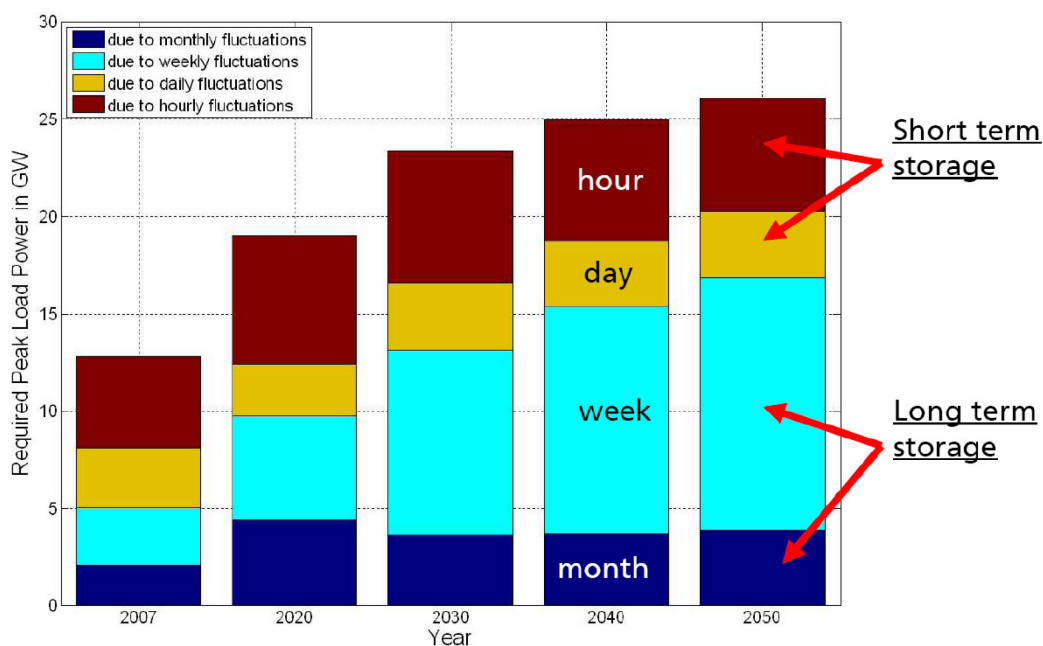


Abbildung 1.8: Zeitlicher Bedarf an Spitzenlastkapazitäten zur Deckung der Residuallast bis 2050 in Deutschland, aufgrund der Abweichung von den Mittelwerten. Angepasste Grafik [AEA, 2010]

Aus den Darstellungen ist ersichtlich, dass wöchentliche und stündliche Fluktuationen im Wesentlichen einen höheren Spitzenlastbedarf zur Folge haben. Langfristig ist aber auch ein sehr viel höherer Bedarf zum Ausgleich der wöchentlichen Fluktuationen innerhalb eines Monats zu erwarten. Dies spricht für einen zukünftigen Bedarf an Wochen- und Monatsspeichern. Als Ergebnis dieser Auswertungen hat sich herausgestellt, dass in Zukunft mit steigendem Spitzkapazitätsbedarf zu rechnen ist, und der Bedarf an Kapazitäten zur Grundlastdeckung sinkt bzw. langfristig auf Null zurückgeht. Um die

Auslastung von Grundlastkraftwerken zu verbessern sind Speicher sinnvoll, ebenso um Spitzenlastkapazitäten zu ersetzen.

Zusammenhänge des Gesamtsystems hinsichtlich Speichereinsatz

Eine weitere Möglichkeit den Speicherbedarf abzuschätzen bietet der Vergleich der Ladungsabweichungen tatsächlicher Einspeisung regenerativer, fluktuierender Energien und der aus Zeitreihen berechneten Prognosen. Aufgrund guter Übereinstimmung bereits vorliegender Daten kann daraus der Ausgleichsbedarf abgeschätzt werden. Berücksichtigung finden dabei alle wesentlichen Parameter, wie die tatsächliche Einspeisung von EEG-Anlagen, Zeitreihen der Windgeschwindigkeiten der letzten 39 Jahre, Globalstrahlungswerte über 13 Jahre sowie die Lastverläufe in den Stromnetzen europäischer Länder. Diese in der Dissertation von Dr. Popp durchgeführten Berechnungen zeigen deutlich, dass eine großräumige Verteilung der Erzeugungsanlagen die Versorgungssicherheit erhöht, den Speicherbedarf reduziert und kontinentale Ausgleichseffekte genutzt werden können. In Kombination mit Speicherleerkurven kann der Kapazitätsbedarf von Speichern und deren Speicherzustand über ein gesamtes Jahr bestimmt werden. Einfluss auf den letztendlich notwendigen Speicherbedarf hat die bereitstehende Erzeugungsreserve. Je höher die vorgehaltene Leistung ist, umso schneller können Speicher wieder aufgeladen werden. Im Idealfall, könnte jede Region ihren Bedarf an Energie durch eigene Erzeugung und Speichereinsatz decken. Dazu wären allerdings verteilte Speicher und eine sinnvolle Kombination aus Energieerzeugungsanlagen Voraussetzung [POPP, 2010].

Aufgrund der Tatsache, dass die Fluktuation der Wasserkraft im Vergleich zur Wind- und Solarenergie wesentlich geringer ist, ist auch der Speicherbedarf in den Alpenländern geringer. Überschüsse in der Wasserkraft können zum Ausgleich von Fluktuationen dienen.

Auswirkungen auf Kurzzeit-, Langzeitspeicher und die Speicherkapazitäten

Moser, Wellßow et. al. [MOSER, 2013] unterteilen Speicher in zwei Klassen:

- Kurzzeitspeicher: hoher Wirkungsgrad ($> 75\%$), geringe Energiespeicherkapazität, z.B.: Pumpspeicher, Druckluft, Batterien
- Langzeitspeicher: geringer Wirkungsgrad ($< 40\%$), große Energiespeicherkapazität, z.B.: Wasserstoff, Methan.

In deren Arbeit wurde der zukünftige Speicherbedarf in Deutschland für verschiedene Ausbauszenarien der erneuerbaren Energien ermittelt. Dabei stellte sich durch die Betrachtungen heraus, dass bei einem Anteil der erneuerbaren Energien von 80 % an der Gesamterzeugung die Leistungsbandbreite der Residuallast deutlich anwächst.

Mittelfristig, bis zu einem Anteil von 40 % der Gesamterzeugung dienen Speicher weniger der Integration von erneuerbaren Energien, sondern mehr einer Kraftwerkseinsatzoptimierung der thermischen Kraftwerke.

Es wurde außerdem ausgearbeitet, dass es keinen Sinn macht, Speicher für Leistungsspitzen auszulegen. Geht man von einer Erhöhung der erneuerbaren Erzeugung von 80 % auf 100 % aus, so wäre eine Verdreifachung des Speicherparks an Kurz- und Langzeitspeichern notwendig. Weiters geht aus dieser Untersuchung hervor, dass ein Speichereinsatz ohne Berücksichtigung des Netzzustandes zu keiner Netzentlastung führt [MOSEK, 2013].

Langzeitspeicher dienen dazu um eine gewisse Leistung für drei Wochen und länger zur Verfügung zu stellen. Notwendig sind diese z.B. für den „worst-case“ in Energieversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, eine Hochdrucklage im Winter (kaum Wind) und schneebedeckte PV-Anlagen (keine Sonnenenergie) oder Nebel [ISEA, 2012].

Mittelfristig geht man von einer Erhöhung des Bedarfs an Langfristspeichern von 2007 bis 2020 um 4,8 GW aus, jener an Kurzfristspeichern um 1,6 GW. Bis 2030 um ca. 8 GW bzw. 2,6 GW (dies ist auch in Abbildung 1.8 ersichtlich).

Eine wichtige Erkenntnis der Studie „Energiewirtschaftlicher Bedarf regelfähiger Kraftwerke“ hinsichtlich Kurzzeitspeicher ist, dass der Energiebedarf wesentlich stärker anwachsen wird (Faktor 4) als der Leistungsbedarf (Faktor 1,4). Anschließend sollte dieser bis 2050 relativ stabil bleiben. Für Langzeitspeicher ist ein gleichmäßiger Anstieg des Leistungs- und Energiebedarfs zu erwarten.

Des Weiteren zeigen Untersuchungen [AEA, 2010] die Auswirkung durch den Einsatz von PSKW auf die Spitzenlastkapazitäten in Form einer Reduktion des Bedarfs. Diese Zusammenhänge werden anhand der in dieser Studie ermittelten Jahresdauerlinien verständlich (siehe Abbildung 1.9). Diese beschriebenen, zukünftigen Rahmenbedingungen stellen wesentliche Anforderungen an die Auslegung eines Speichersystems. Die Lade- und Entladeleistung sowie deren Verhältnis zur Speichergröße sollten für eine Ein-

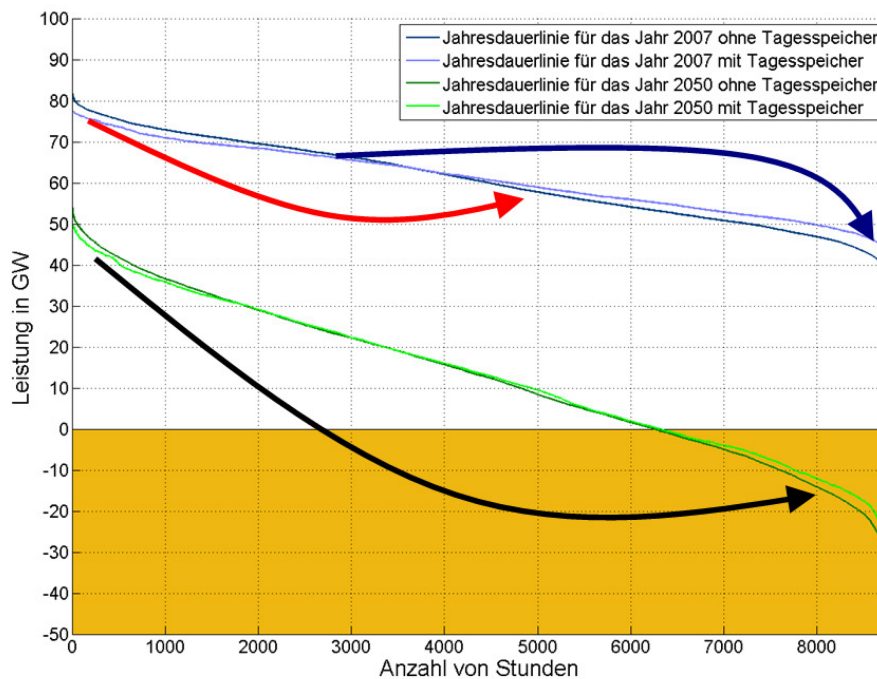


Abbildung 1.9: Schematische Darstellung des Einflusses von Tagesspeichern auf die Residuallast [AEA, 2010]

satzoptimierung angepasst sein. Langfristig gesehen sind Speichieranlagen mit mehreren 100 MW bei mehreren 1.000 MWh notwendig, um einen sinnvollen Beitrag für einen Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung zu leisten. Der Speicher muss weiters kurzfristig be- und entladen werden können [DENA, 2008].

Aus den dargelegten Zusammenhängen wird u.a. deutlich, dass auch vermehrt Wochenspeicher notwendig werden. Ebenso wird ein höherer Bedarf an Monatsspeichern bestehen als heute. Aufgrund der guten Netzstruktur des Verbundnetzes in Europa besteht derzeit noch kein wesentlicher Bedarf an Speichieranlagen. Dieser könnte aber in absehbarer Zeit signifikant ansteigen, sofern man vom zu Grunde gelegten weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energieerzeugung ausgehen kann [KEAR, 2011].

1.4.4 Zusammenfassung und Ergebnisse

Anhand der Recherchen sind folgende Entwicklungen, insbesondere in Deutschland, absehbar:

- Der Regellenergie- als auch Regelleistungsbedarf können langfristig durch verbes-

serte Prognosegüte und Ausgleichseffekte sogar sinken.

- Ein erhöhter Bedarf zur Deckung der Spitzenlast folgt aufgrund der fluktuierenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Die Grundlast wird immer mehr durch die Erzeugung aus den regenerativen Energien gedeckt.
- Bis 40 % der Erzeugung aus erneuerbaren Energien dienen Speicher vorwiegend der Kraftwerkseinsatzoptimierung.
- Der Energiebedarf zu Spitzenlastzeiten wächst stärker als der Leistungsbedarf zur Spitzenlastdeckung, daher ist eine höhere Volllaststundenzahl der Tagesspeicher möglich und die Lastausgleichfunktion wird wichtiger.
- Speicher könnten an bestimmten Punkten im Netz zum Engpassmanagement eingesetzt werden. Dabei können auch dezentrale Speicher Abhilfe schaffen.
- Aufgrund der Umstellung auf ein regeneratives Energiesystem werden zwangsläufig Speicher benötigt, welche über längere Zeiträume (auch wöchentliche Schwankungen innerhalb eines Monats), große Energiebeträge transferieren können. Gefordert werden hohe Leistungen (MW/GW) sowie hohe Speicherkapazitäten (im GWh bzw. TWh Bereich)
- Bedarf an Langfristspeicherkapazitäten in Deutschland wächst von 2007 bis 2020 um 4,8 GW, der dahingehende Energiebedarf um 2,2 TWh.
- Bei einer Erhöhung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien von 80 % auf 100 % käme es zu einer Verdreifachung des Speicherbedarfs.

Als wichtigste Einflussgrößen für den Speicherbedarf können folgende genannt werden [POPP, 2010]:

- der Benutzungsgrad bei Windenergie-Anlagen
- Verhältnis Solarenergie:Windenergie
- Speicherladeleistung
- Speicherwirkungsgrad
- Erzeugungsreserve
- Vernetzung der Erzeugungsgebiete

- Prioritätsregeln bei Import und Export
- Möglichkeit der Fernübertragung

Die derzeitige sowie absehbare zukünftige Entwicklung hinsichtlich EEG Anlagen hat zweifelsohne massive Auswirkungen auf den Bedarf und den notwendigen Zubau elektrischer Energiespeicher. Wie in diesem Kapitel dargestellt, beeinflussen verschiedenste Rahmenbedingungen den Speicherbedarf und auch den Bedarf an Regelleistung ganz entscheidend.

2 Speichertechnologien

In diesem Kapitel wird kurz auf die prinzipiellen Speichermöglichkeiten eingegangen, grundlegende physikalische Zusammenhänge erklärt und beschrieben, warum die drei ausgewählten Speichertechnologien Pumpspeicherung, Druckluftspeicherung und Redox-Flow-Batterien einer näheren Untersuchung unterzogen werden.

2.1 Allgemeines zu Energiespeichern

Zur Speicherung elektrischer Energie gibt es verschiedene Möglichkeiten: Zum einen die direkte Speicherung der elektrischen Energie, mit Hilfe von Kondensatoren und Magnetspeichern. Zum anderen besteht die Möglichkeit durch Umwandlung der elektrischen Energie in eine andere Energieform eine Speicherung zu ermöglichen. Dies ist in Form von thermischer (z.B. Dampfspeicher, Wärmespeicher), mechanischer (z.B. Pumpspeicher, Schwungrad, Druckluft) und chemischer Energie (z.B. Akkumulatoren, Wasserstoffspeicher) möglich. Ein wesentliches Kriterium stellen dabei die Umwandlungsverluste dar. Dahingehend erweist sich die Speicherung in elektrischen Energiespeichern als vorteilhaft [HEIER, 2009].

Als vorrangig ist der Einsatzzweck bzw. die spezifische Anwendung der Speichertechnologie zu sehen, um eine Bewertung der Voraussetzungen, die eine Technologie mit sich bringt, zu ermöglichen [DENA2, 2010].

Für den Einsatz von Speichern im Energiesystem zum Lastausgleich und der Bereitstellung von Regelenergie sowie Netzdienstleistungen ist es notwendig bzw. vorteilhaft, dass die Leistung von Speichern unabhängig von deren Kapazität dimensioniert werden kann. Hier spielt natürlich auch die Frage eine Rolle, inwieweit der Speicher als Tages-, Monats- oder saisonaler Speicher zum Einsatz kommen soll.

Durch diese Vorgaben fallen bereits einige Technologien als nutzbare Möglichkeiten weg, da entweder die Speicherung über lange Zeit nicht wirtschaftlich oder die maximal mög-

liche Speicherkapazität zu gering ist bzw. in der notwendigen Größenordnung zu kostenintensiv wäre. Einen weiteren Punkt stellen die Verluste dar, welche zum einen unter Umständen inakzeptabel sind und zum anderen die Wirtschaftlichkeit negativ beeinflussen.

Wichtige Anforderungen an Energiespeicher sind einerseits die energetische Qualität (hohe Energiedichte, wenig Verluste, geringe Selbstentladung, hoher Nutzungsgrad), die Sicherheit, Lebensdauer, die Umweltverträglichkeit und nicht zuletzt die Wirtschaftlichkeit (Investitions- und Betriebskosten) [VDI, 2009]. Besonders wichtig ist die Lebensdauer einer Technologie, um nach der Amortisation der meist verhältnismäßig hohen Investitionskosten eine dementsprechende Rendite zu ermöglichen.

2.2 Prinzipielle Möglichkeiten zur Speicherung von elektrischer Energie

Wie eingangs in Kapitel 2 erwähnt, gibt es im Wesentlichen vier Möglichkeiten zur Speicherung elektrischer Energien. Dies sind: Die Speicherung in Form elektrischer Energie (direkt), in Form von mechanischer Energie oder chemischer Energie sowie in Form von thermischer Energie. Zu beachten sind die Umwandlungsverluste, die bei der Einspeicherung und Ausspeicherung auftreten. Daher wird in den folgenden Abschnitten auf grundlegende Zusammenhänge eingegangen und erklärt, inwieweit gewisse Technologien ausgereift und derzeit sinnvoll bzw. eben nicht sinnvoll einsetzbar sind.

2.2.1 Speicherung in Form von elektrischer Energie

Eine Speicherung in Form von elektrischer Energie wäre dahingehend erstrebenswert, dass keine Umwandlung in eine andere Energieform notwendig ist. Dem entgegen steht die geringe Energiedichte, welche gegen einen Einsatz zur Speicherung großer Energiemengen im Energieversorgungssystem sprechen.

Doppelschichtkondensatoren bzw. elektrochemische Kondensatoren

Die Energie wird bei dieser Technologie elektrostatisch gespeichert. Es handelt sich um Hochleistungsenergiespeicher sog. Super- bzw. Ultrakondensatoren. Bei gleichem Volumen besteht durch Verwendung einer elektrochemischen Doppelschicht die Möglichkeit

wesentlich mehr Energie zu speichern als in konventionellen Kondensatoren. Diese unterscheiden sich durch einen komplexeren Aufbau und den verwendeten Materialien. Dazu werden unterschiedliche Elektrolyte und Elektroden, meist aus aktiviertem Kohlenstoff, verwendet. Durch die größere Oberfläche und die Doppelschicht können höhere Leistungs- und Energiedichten erreicht werden.

Ein wesentlicher Vorteil ist die schnelle Energieabgabe. Im Vergleich zu Batterien besitzen sie eine höhere Effizienz und weitaus größere, maximal mögliche Zyklenzahl. Dieser Speichertyp besitzt eine sehr hohe Energieeffizienz mit einem Wirkungsgrad von über 90 %. Aufgrund der geringen Speicherkapazität (ca. 15 Wh/kg bei 1 kW/kg) bei gleichzeitig hohem Materialaufwand teurer Materialien sind sie für den Ausgleich fluktuierender Erzeuger nicht geeignet. Einen weiteren Nachteil stellt die hohe Selbstentladung (die gespeicherte Ladung, ist im Vergleich zu Akkumulatoren wesentlich flüchtiger) dar. Sie eignen sich daher nur zur Bereitstellung von Energie im Sekunden- und Minutenbereich [HEIER, 2009, OERTEL 2008].

$$W_{el} = \frac{1}{2} \cdot C \cdot U^2 \quad \text{mit } C = \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r \cdot \frac{A}{d} \quad (2.1)$$

W	...	gespeicherte Energie	[Ws]	A	...	Fläche der Elektroden	[m ²]
C	...	Kapazität	[F]	d	...	Abstand der Elektroden	[m]
U	...	Spannung	[V]	ε_r	...	Permittivitätszahl	[-]
				ε_0	...	elektr. Feldkonstante	[$\frac{F}{m}$]

Supraleitende magnetische Energiespeicher

Hier wird die Energie in Form eines magnetischen Feldes gespeichert. Prinzipiell wird durch Induktion in einer gleichstromdurchflossenen, supraleitenden Spule ein Strom eingeprägt, wodurch ein Magnetfeld entsteht. Der Widerstand in der Spule beträgt 0 Ω , wodurch es zu keinen Wärmeverlusten kommt. Solange diese Spule unter die Sprungtemperatur (jene Temperatur, die erreicht werden muss, um von einem supraleitenden Zustand sprechen zu können, d.h. Widerstand = 0 Ω) abgekühlt wird, behält der Strom seine Größe bei. Verluste fallen allerdings aufgrund der notwendigen Kühlung an. Dies ist auch im „Stand-By-Betrieb“ der Fall. Insgesamt können dennoch Wirkungsgrade bis 95 % erreicht werden. Charakteristisch für die sogenannte Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) ist, dass sie die Energie nur für sehr kurze Zeit (bis zu 20 Sekunden), jedoch bei sehr hoher Leistung, abgeben kann. Aufgrund der kurzen Verfügbarkeit der Energie ist dieser Speicher für die in dieser Arbeit behandelten Einsatzzwecke

nicht relevant. Speicher dieser Technologie wurden in den USA bereits zur Leistungskompensation eingesetzt, jedoch aus wirtschaftlichen Gründen nach 6 Jahren Betrieb wieder eingestellt. In dortigen Netzen wurde damit kurzzeitig Wirk- und Blindleistung zur Verfügung gestellt [HEIER, 2009, OERTEL 2008].

$$W_{mag} = \frac{1}{2} \cdot L \cdot I^2 \quad \text{mit } L = N^2 \cdot \frac{\mu_0 \cdot \mu_r \cdot S}{l} \quad (2.2)$$

W	...	gespeicherte Energie	[Ws]	μ_0	...	magn. Feldkonstante	$\left[\frac{V \cdot s}{A}\right]$
L	...	Selbstinduktivität	[H]	μ_r	...	Permeabilitätszahl	[-]
I	...	Strom	[A]	S	...	Fläche	$[m^2]$
N	...	Windungszahl	[-]	l	...	Leiterlänge	[m]

2.2.2 Speicherung in Form von potentieller und kinetischer Energie

Pumpspeicherkraftwerke

In PSKW nutzt man die potentielle Energie des Wassers durch die Anhebung von einem niedrigen (Unterbecken) auf ein höheres Niveau (Oberbecken). Dabei erfolgt eine Umwandlung von elektrischer in kinetische und anschließend in potentielle Lageenergie [HUBER, 2010]. Die dabei gespeicherte Energie lässt sich mit folgender Formel berechnen:

$$W_{pot} = m \cdot g \cdot \Delta h \quad (2.3)$$

W	...	potenzielle Energie	[Ws]	g	...	Erdbeschleunigung	$\left[\frac{m}{s^2}\right]$
m	...	Masse	[kg]	Δh	...	Höhenunterschied	[m]

Die Be- und Entladeleistung sowie die Speicherkapazität lassen sich unabhängig voneinander skalieren und sind im Prinzip nur durch das Platzangebot und den Höhenunterschied zwischen Unter- und Oberbecken begrenzt. Abbildung 2.1 zeigt den schematischen Aufbau eines PSKW unter Verwendung einer Pumpturbine. Pumpe und Turbine können auch separat ausgeführt sein. Dies ist meist von der Anlagendimensionierung bzw. der konkreten Auslegung abhängig. Bei typischen Speicherkraftwerken ist kein Pumpbetrieb möglich, die erzeugte Energie wird nur aus dem natürlichem Zufluss gewonnen.

Von den derzeit ausgereiften Speichertechnologien zur großtechnischen Speicherung ist die hydraulische Pumpspeicherung eine der effizientesten Technologien. Es werden bereits Gesamtwirkungsgrade von über 80 % erreicht [DENA2, 2010, DKJ, 2011]. Auf diese Speichertechnologie wird im Kapitel 2.3 auf Seite 60 noch genauer eingegangen.

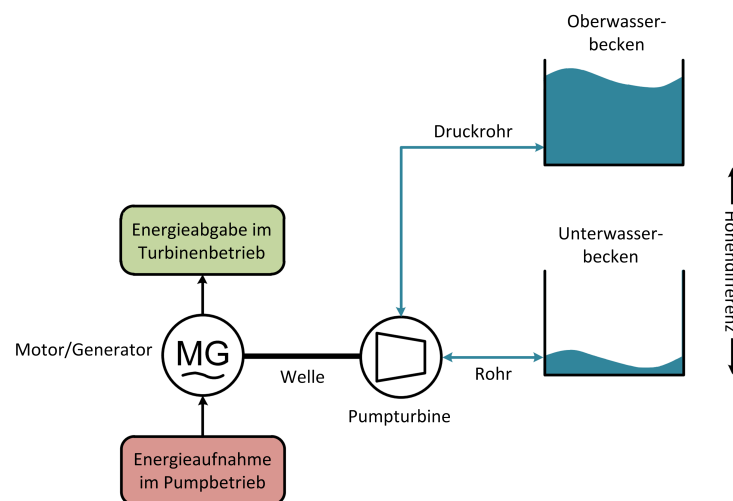


Abbildung 2.1: Schematische Darstellung eines PSKW [ISEA, 2012, bearbeitet]

Druckluftspeicher

Mit Hilfe von Kompressoren wird die Luft in z.B. Salzkavernen auf ein höheres Druckniveau (50-70 bar) gebracht. Die Speicherung in Salzkavernen stellt eine kostengünstige Möglichkeit dar. Zur Entladung wird Luft über eine Gasturbine entspannt. Bei diabaten Anlagen ist eine „Zuführung“ von Gas notwendig, da es ansonsten zu einer Vereisung kommen würde. Dadurch werden aber nur verhältnismäßig geringe Wirkungsgrade von ca. 42 % erreicht. Testanlagen von diabaten Druckluftspeichern (Compressed Air Energy Storage, CAES) befinden sich bereits seit einigen Jahren im Einsatz. Mittlerweile zielt ein Einsatz dieser Technologie allerdings eher auf sog. adiabate Systeme ab, da dadurch wesentlich höhere Wirkungsgrade erreicht werden können. Adiabatisch bedeutet in diesem Zusammenhang, dass kein Wärmeaustausch mit der Umgebung stattfindet. Durch Speicherung der Kompressionswärme (mehrere hundert °C) könnte die dort eingesetzte Energie, wieder zur Erwärmung der Luft beim Entspannungsvorgang dienen. Durch solche Systeme sollten Wirkungsgrade bis 70 % erreicht werden [VDE1, 2008]. Wichtig ist, und das betrifft insbesondere die Entwicklung, dass die thermodynamischen Schwierigkeiten hinsichtlich dem Wärmeaustausch sowie deren Speicherung beherrscht werden müssen. Diese stehen im Zusammenhang mit der Größe, dem Wirkungsgrad, den Standzeiten und der Komplexität der Anlage.

Grundlage für die Berechnung der speicherbaren Energie bildet die Gleichung 2.4.

$$p \cdot V = m \cdot R \cdot T \quad (2.4)$$

p	...	Druck	[Pa]	R	...	Gaskonstante	$\left[\frac{\text{W}\cdot\text{s}}{\text{kg}\cdot\text{K}} \right]$
V	...	Volumen	$[\text{m}^3]$	T	...	Temperatur	[K]
m	...	Masse	[kg]				

Geht man von einem isothermen Vorgang aus, d.h. die Temperatur bleibt konstant, so ist auch $p \cdot V = \text{konst.}$ Unter Berücksichtigung dieser Bedingung lässt sich die mechanisch zugeführte/abgeführte Energie $E_{\text{mechanisch}}$ (in Ws) nach folgender Formel berechnen [CYPHELLY, 2004]:

$$E_{\text{mechanisch}} = \int_{p_2}^{p_1} p \cdot dV = p_1 \cdot V_1 \cdot \ln \left(\frac{p_2}{p_1} \right) \quad (2.5)$$

Daraus erkennt man bereits, dass die speicherbare Energie wesentlich von den vorliegenden und erreichbaren Drücken abhängig ist. Auf die detaillierten Zusammenhänge wird im Kapitel 2.3 auf Seite 60 näher eingegangen. Je nach eingesetzter Technologie sind 2,5 - 30 Wh/Liter Luft speicherbar. Ein Einsatz dieser Technologie erscheint, aufgrund des ansonsten geringen Wirkungsgrades, nur unter Anwendung adiabater CAES Anlagen als sinnvoll. Abbildung 2.2 zeigt den schematischen Aufbau einer adiabaten CAES Anlage. Wesentliche Bestandteile stellen die Wärmauskopplung am Kompressor, der Wärmespeicher sowie der Wärmetauscher vor der Turbine dar, da diese ausschlaggebend sind für den Wirkungsgrad der Anlage. Bei der Kammer zur Speicherung der Druckluft kann eine ausgesolte Salzkaverne Verwendung finden. Für kleinere Anlagen können auch Rohrleitungen zur Druckluftspeicherung eingesetzt werden.

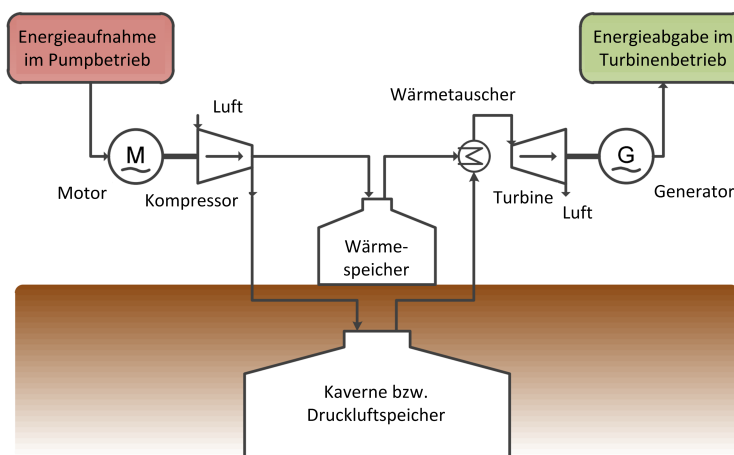


Abbildung 2.2: Schematische Darstellung einer adiabaten Druckluftspeicheranlage [ISEA, 2012, bearbeitet]

Schwungmassenspeicher

Auch genannt Flywheel Energy Storage System (FESS). Es wird die Energie in Form eines rotierenden Körpers gespeichert. Während des Ladevorgangs wird das Schwungrad über einen Elektromotor angetrieben und beim Entladevorgang über einen Generator die Energie wieder entzogen. Dabei erweist es sich als sinnvoll mit höheren Drehzahlen zu arbeiten als mit höheren Massen. Bei Kurzzeitspeicherung können Wirkungsgrade von über 90 % erreicht werden, allerdings liegt die Selbstentladungsrate bei über 20 % pro Stunde, welche durch die Reibungsverluste auftritt. Um dies zu minimieren, wird daran gearbeitet Schwungräder in Vakuumkammern zu betreiben und berührungslose Aufhängungen zu entwickeln [VDI, 2009]. Dies ist aber wiederum mit Verlusten verbunden, wodurch ein Einsatz zur großtechnischen Speicherung ausgeschlossen werden kann. Trotzdem würde diese Technologie einige Vorteile aufweisen. Daher sind mittlerweile bereits Schwungradspeicher für den industriellen Einsatz verfügbar und dienen als USV-Anlagen (unterbrechungsfreie Stromversorgung). Unter anderem können solche Systeme in netzfernen Anwendungen eingesetzt werden, um z.B. bei einem Erzeugungseingpass die Zeit bis zum Start des Notstromaggregats zu überbrücken. Ebenso sind bereits Systeme entwickelt worden, die zur Stabilisierung von Netzen dienen. Als Basiseinheit werden 100 kW Schwungräder verwendet. Diese können in transportablen Containern zusammengefasst werden, um eine Leistung von 1 MW zu erreichen. Es werden mittlerweile Speicherkapazitäten von ca. 20 kWh erreicht. Es besteht aber auch die Möglichkeit durch einen Cluster bis zu 20 MW zu erreichen [OERTEL 2008]. Die Berechnung der Rotationsenergie und damit der speicherbaren Energie ist mit Hilfe der Gleichung 2.6 möglich. Man erkennt, dass insbesondere die Winkelgeschwindigkeit und der Radius (bezogen auf den rotierenden Massenpunkt) ausschlaggebend sind.

$$W_{\text{rot}} = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega^2 \text{ mit } J = m \cdot r^2 \quad (2.6)$$

W_{pot}	...	Rotationsenergie	[Nm]	m	...	Masse	[kg]
J	...	Massenträgheitsmoment	[kg.m ²]	r	...	Radius	[m]
ω	...	Winkelgeschwindigkeit	[$\frac{1}{s}$]				

2.2.3 Speicherung in Form von chemischer Energie

Im Folgenden soll ein kurzer Überblick über bereits entwickelte und angewandte Technologien gegeben werden, welche bereits zur Energiespeicherung in einem größeren Maßstab geeignet sind bzw. Potenzial dafür aufweisen.

Die erreichte Energiedichte (spezifische Energie) wird in Wh/kg bzw. Wh/l angegeben. Je nach Anwendungsbereich ist eine Aussage über die spezifische Leistung (kW/kg) bzw. Leistungsdichte (kW/l) des Systems vorteilhaft.

Weitere wichtige Kenndaten bei chemischer Energiespeichern sind die Selbstentladungsrate (in %), welche ausgehend vom vollgeladenen Zustand und Raumtemperatur angegeben wird und die Zyklenlebensdauer, welche für einen wirtschaftlichen Betrieb von Bedeutung ist. Die Lebensdauer bzw. die Alterung sind dabei natürlich auch von der Betriebsweise (Entladungstiefe, Strom) bzw. Zyklenhäufigkeit sowie den Betriebsbedingungen abhängig. Aufgrund dieser Einflüsse gestaltet sich eine Abschätzung der Lebensdauer als schwierig und muss projektspezifisch ermittelt werden [VDI, 2009].

Die wesentlichsten Parameter für deren Anwendung sind die erzielbare Energiedichte und die Anzahl der möglichen Ladungszyklen sowie auch die Verluste durch Selbstentladung. Mit elektrochemischen Speichern können Leistungsbereiche von kW bis einigen MW über Stunden hinweg abgedeckt werden. Gerade für netzferne Anlagen können Batteriesysteme sinnvoll eingesetzt werden.

Redox-Flow-Batterie

Bei dieser Technologie wird die Energie in Form von gelösten Salzen gespeichert, d.h. in zwei Elektrolytlösungen (wässrige, saure oder basische Lösung), in denen die Redoxpaare gelöst vorliegen. Diese befinden sich in externen Speichern und werden in die Zelle gepumpt, wo die Redox-Reaktion abläuft (siehe Abbildung 2.3).

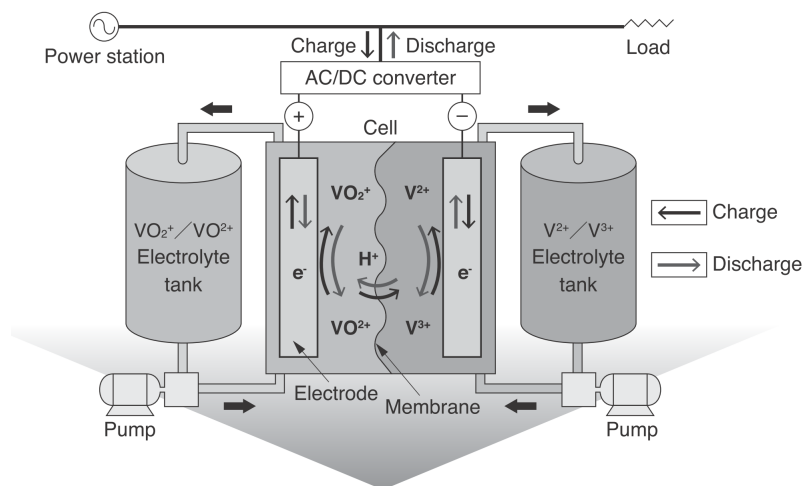
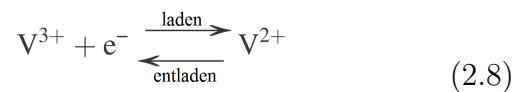
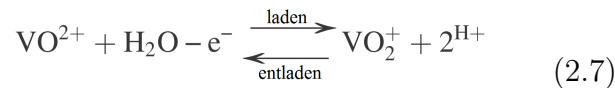


Abbildung 2.3: Prinzip einer Redox-Flow-Batterie [SHIBATA,2013]

Die chemische Reduktion bzw. Oxidation laufen allerdings unabhängig voneinander ab, d.h. diese Vorgänge sind auch räumlich voneinander getrennt in zwei unterschiedlichen Halbzellen. Bei Lade- und Entladevorgängen ergeben sich keine strukturellen Änderungen an den Komponenten der Anlage, wodurch eine Zyklenzahl von ca. 20.000 erreichbar wird. Diese Vorgänge an der positiven bzw. negativen Elektrode können durch die chemischen Formeln 2.7 bzw. 2.8 beschrieben werden [KEAR, 2011, KELAG, 2013]:



Die Energiedichte ist vergleichbar mit der von Bleiakkumulatoren. Diese ist hauptsächlich von der Konzentration der Redoxpaare abhängig und liegt bei ca. $2 \frac{\text{mol}}{\text{dm}^3}$, wodurch die maximal erreichbare Energiedichte auf $35 \frac{\text{Wh}}{\text{kg}}$ begrenzt ist. Bei anderen Typen von Redox-Flow-Batterien sind auch höhere Energiedichten bis $70 \frac{\text{Wh}}{\text{kg}}$ möglich. Eine besondere Eigenschaft ist die Skalierbarkeit hinsichtlich Kapazität und Leistung bei guten Wirkungsgrad- und Lebensdauerverhältnissen. Mit Redox-Batterien werden bereits Wirkungsgrade von bis zu 85 % erreicht. Vorteilhaft ist auch, dass bei diesen Batterien Teil- und Tiefentladungen keine Rolle spielen [ISEA, 2012, JOANNEUM, 2012, IWES, 2010, VDI, 2009] [DENA, 2008]. Details zur Redox-Flow-Batterie werden im Rahmen der technologischen Betrachtung behandelt.

Natrium-Schwefel Batterie

Die nach der Redox-Flow-Batterie aussichtsreichste Technologie ist die Natrium-Schwefel-Batterie (Na-S). Dabei handelt es sich um eine Hochtemperaturbatterie. Die Beheizung ist notwendig um die Elektroden zu verflüssigen und den als Festkörper vorliegenden Elektrolyt leitfähig zu machen. Daher muss im ruhenden Zustand geheizt werden, wodurch auch eine Temperaturregelung notwendig ist. Die Arbeitstemperatur liegt bei etwa 300°C und sollte relativ konstant gehalten werden, da sich Schwankungen negativ auf die Haltbarkeit der Elektrolyte auswirken. Bei regelmäßigen Arbeitszyklen kann auch Verlustenergie der Beheizung dienen. Diese Zellen weisen eine sehr gute Energiedichte (bis ca. 250 Wh/kg [ISEA, 2012]) bei einem Gesamtwirkungsgrad (inkl. Heizung) von 75 % auf. Ein weiterer positiver Aspekt ist, dass der Akkumulator weitgehend wartungsfrei ist. Es wird bereits eine Lebensdauer von 15 Jahren erreicht, und es sind bis zu 2.500 Zyklen

möglich. Bei einer Entladung von nur 90 % sind bis zu 4.500 Zyklen möglich. Problematisch ist hier die hohe Temperatur im Falle eines Unfalles zu bewerten. Ein Vorfall bei dem es zu einem Brand eines solchen Speichers kam, hat im September 2011 Probleme in der Handhabung dieser Technologie aufgezeigt [OERTEL 2008, NGK, 2012].

Vergleich weiterer Batteriesysteme

In Nordamerika werden bereits auch Speicheranlagen in Form von Nanophosphate Li-Ionen Batterien eingesetzt. Diese Technologie weist zwar relativ hohe Wirkungsgrade auf, allerdings eine verhältnismäßig geringe Gesamtspeicherkapazität. Überblicksweise sei hier die Tabelle 2.1 mit herkömmlichen Blei-Akkumulatoren sowie Redox-Flow-Batterien und Li-Ionen Speichersystemen angeführt.

	Blei	Redox-Flow	Li-Ionen
Wh/kg	20-50	15-35	65-180
Zykluslebensdauer	200-300	20.000	300-1.000 (10.000 Ziel)
Nennspannung	2 V	1,21 V	2,3-3,8 V
Selbstentladung pro Monat	2-5 %	<< 1 %	2-10 %
Wirkungsgrad	75-90 %	bis 85 %	90-95 %
€/kWh	50-250	200-500	700-2.000 (300-400 Ziel)
max. Entladestrom	gering	mittel	sehr hoch
Tol. bei Fehlbehandlung	hoch	hoch	mittel-sehr gering

Tabelle 2.1: Gegenüberstellung verschiedener Batteriesysteme [VDI, 2009]

Gegen einen Einsatz vieler Batteriesystemen sprechen insbesondere die maximal erreichbare Speicherkapazität, die Investitionskosten sowie die limitierte Zyklanzahl. Als eine der aussichtsreichsten Variante chemischer Speicher wird in der Literatur die Redox-Flow Batterie angesehen.

Durch die eingeschränkt realisierbaren Kapazitäten solcher Systeme ist es sinnvoll diese zum Ausgleich von kurz- und mittelfristigen Fluktuationen des Energieangebots bzw. -verbrauchs zu nutzen. Zu berücksichtigen ist auch, dass das Leistungsvermögen oft stark vom Ladezustand abhängig ist [VDI, 2009].

Ein Vorteil von Batterien gegenüber Wasserstoff ist, dass die zu speichernde Energie mit weitaus weniger Verlusten (Faktor 3) wieder genutzt werden kann. Allerdings ist derzeit ein großtechnischer Einsatz von Batteriesystemen noch verhältnismäßig teuer. In Zukunft ist bei Herstellung größerer Stückzahlen mit einer erheblichen Kostenreduktion zu rechnen [VDE1, 2008].

Wasserstoffspeicher

Wasserstoff wird als wichtige Option für die zukünftige Energiewirtschaft angesehen. Langfristig wird dies sehr stark davon abhängig sein, inwieweit Erdöl und Erdgas in Zukunft noch ausreichend zur Verfügung stehen bzw. wie sich dessen Preise entwickeln werden [VDE, 2012]. Der zukünftige Einsatz dieser Technologie muss hinsichtlich der zu erwartenden Bedeutung in unserem Energiesystem gesehen werden. Setzt sich die Nutzung von Wasserstoff in anderen Energieversorgungsbereichen nicht durch (z.B. im Mobilitätssektor), ist es auch fraglich, ob es sinnvoll ist elektrische Energie in Wasserstoff umzuwandeln, wenn diese chemisch gebundene Energie anschließend, unter Berücksichtigung der Verluste, wieder rückverstromt werden muss.

Wasserstoff besitzt eine volumetrische Energiedichte von 3 kWh/m^3 . Um eine höhere Energiedichte zu erreichen, ist es erforderlich, Wasserstoff unter hohem Druck zu speichern oder Wasserstoff zu verflüssigen. Zur Verflüssigung ist eine Temperatur unter -253°C notwendig, wozu bereits ca. 25 % des gespeicherten Energieinhalts aufgewendet werden müssen. Weiters besteht ein Energiebedarf von ca. 1 % pro Tag (des Speicherinhalts) um diese Temperatur aufrecht zu erhalten. Die erreichbare Energiedichte ist mit 2.400 kWh/m^3 allerdings sehr groß [JOANNEUM, 2012, ISEA, 2012].

Während bei der Speicherung von verflüssigtem Wasserstoff spezielle Tanks notwendig sind, kann Wasserstoff bei einem Druck von 150 bar auch in Kavernen rel. kostengünstig gespeichert werden. Dadurch wäre es möglich die ca. 60-fache Nutzenergiemenge gegenüber Druckluftspeichern zu entnehmen (bei gleichem Druck und Volumen). Negativ fällt aber hier der Gesamtwirkungsgrad auf, welcher unter 40 % liegt. Bei einem Speicherdruck von 250 bar in Tanks, können bereits 750 kWh/m^3 gespeichert werden. Dabei ist jedoch von verhältnismäßig hohen Kosten auszugehen [VDE1, 2008, ISEA, 2012].

In Tabelle 2.2 und in Abbildung 2.4 sind Verluste bzw. Wirkungsgrade, welche die Wasserstoffspeicherung mit sich bringt, dargestellt. Es wird deutlich, dass die Verluste hauptsächlich bei der Energieumwandlung im Bereich der Elektrolyse und der Brennstoffzelle bzw. der GuD-Turbine auftreten.

Teilprozess	Wirkungsgrad η	
Elektrolyse	65 %	
Verdichtung	97 %	
Wiederverstromung in GuD bzw. Brennstoffzelle	60 %	50 %
Gesamtwirkungsgrad	37,8 %	31,5 %

Tabelle 2.2: Wirkungsgrad des Gesamtprozesses [ISEA, 2012, VDE1, 2008]

In Abhängigkeit der weiteren Verwendung bzw. Speicherung, welche unter Umständen einen Transport oder eine Umfüllung erfordern, sind weitere Verluste zu berücksichtigen.

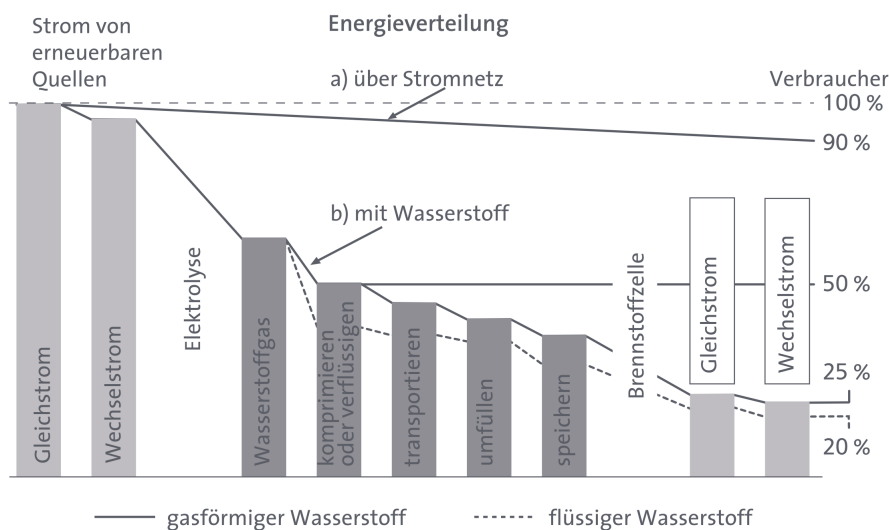


Abbildung 2.4: Verluste bei der Nutzung der Wasserstofftechnologie [OERTEL 2008]

Wesentlich bessere Wirkungsgrade würden sich bei einer Nutzung der anfallenden Wärme bei Elektrolyse und auch bei Umwandlung in der Brennstoffzelle ergeben.

Es besteht auch die Möglichkeit der sogenannten Metallhydridspeicherung von Wasserstoff. Allerdings ist diese teuer und bringt hohe Speichergewichte mit sich. Langfristig rechnet man mit einem Systemwirkungsgrad von ca. 50 % [NEUPERT, 2008].

Denkbar wäre die Wasserstoffspeichertechnologie am ehesten noch als Wochen-, Monats- oder saisonaler Speicher, da hier bei geringen Kosten für überschüssige Energie der niedrige Wirkungsgrad „kompensiert“ werden könnte [ISEA, 2012]. Die Auswirkungen eines

geringen Wirkungsgrades werden in Kapitel 3.2.3 noch näher erklärt.

Ein weiterer Ansatz zur Verwertung bzw. Weiterverwendung von Wasserstoff stellt die Technologie Power-to-Gas dar.

Power-to-Gas

Aufgrund des absehbaren Bedarfs an Langzeitspeicherung ist es notwendig auch Lösungen dafür zu finden. Sowohl in den Herbst- als auch Wintermonaten kann es zu längeren Intervallen (bis zu zwei Wochen [IWES, 2011]) kommen, in denen kaum Wind- und Sonnenenergie genutzt werden kann. Derzeit scheint es so, als wäre, gerade auch im Sinne des „Universal-Grid-Gedankens“ (Kopplung der Strom-, Wärme- und Gasnetze), langfristig ein Ausweichen auf chemische Energieträger unumgänglich. Dies ist damit begründet, dass durch diese Technologie die großen Speicher- und Übertragungskapazitäten der Erdgasinfrastruktur genutzt werden könnten (in Österreich stehen Erdgasspeicher für ca. 200 PJ, das entspricht ca. 56 TWh zur Verfügung [JOANNEUM, 2012]). In weiterer Folge könnte auch ein notwendiger Netzausbau dadurch teilweise hinfällig werden sowie eine Abregelung von erneuerbaren Energieerzeugern vermieden werden. Ebenso bestünde die Möglichkeit die regenerativ erzeugte Energie für Mobilitätszwecke zu nutzen [IWES, 2011].

Durch Versetzen von Wasserstoff mit CO_2 wird durch Reformierung CH_4 (Methan) erzeugt. Betrachtet man die Gesamtreaktionsgleichung (siehe Gleichung 2.9), so handelt es sich um einen exothermen Vorgang, d.h. es wird dabei Energie frei.



Gegenüber Wasserstoff besitzt Methan den Vorteil einer höheren volumetrischen Energiedichte $9,97 \text{ kWh/m}^3$ gegenüber 3 kWh/m^3 , allerdings einer geringeren gravimetrischen Energiedichte von $13,8 \text{ kWh/kg}$ gegenüber $33,3 \text{ kWh/kg}$ [JOANNEUM, 2012]. Theoretisch wäre es auch möglich Wasserstoff direkt ins Erdgasnetz einzuspeisen, allerdings nur geringe Mengen (aufgrund des maximal erlaubten Mischungsverhältnisses, mit einem Anteil von 1,5 % an H_2).

Prinzipiell ist ein derartiger Ansatz vorstellbar. Bei genauerer Betrachtung stellen sich derzeit allerdings einige Schwierigkeiten bei einer möglichen Realisierung dar, welche im folgenden Abschnitt aufgezeigt werden.

- Der Gesamtwirkungsgrad liegt bei max. 35 %. Dieser geringe Wirkungsgrad liegt an den Verlusten bei der Herstellung von Wasserstoff, der Methanisierung, dem Transport sowie der notwendigen Rückverstromung, sofern keine Abwärmenutzung erfolgt [JOANNEUM, 2012].
- Weitere Anlagen wie Carbon Capture Storage (zur Bereitstellung von CO₂) und eine Anbindung an das Gasnetz wären notwendig.
- Diese Technologie wäre erst ab einer bestimmten installierten Leistung an erneuerbarer Energie sinnvoll, da erst dann dementsprechend große Mengen an Überschussenergie zur Verfügung stehen würden [IWES, 2011].
- Ökonomisches Problem: Strompreis kann mit dem Gaspreis nicht konkurrieren. (Terminmarkt Strom EEX-Base 2013: ca. 35-45 €/MWh, EEX-Peak 2013: ca. 45-55 €/MWh; Terminmarkt Erdgas ca. 25 €/MWh [E-CONTROL2, 2013])

Abgesehen von den erwähnten Nachteilen der Technologie, wären auch Anpassungen von Rahmenbedingungen am Erdgasmarkt notwendig, um eine Einspeisung aus Power-to-Gas-Anlagen zu fördern.

2.2.4 Speicherung in Form von thermischer Energie

Eine Speicherung in Form von thermischer Energie (minderwertige Energie) stellt zur Speicherung elektrischer Energie (hochwertige Energie, da diese in alle anderen Energieformen umgewandelt werden kann) keine gute Option dar. Allerdings kann der Bedarf an thermischer Energie sehr gut als zeitlicher Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie dienen. Aufgrund des Wärmebedarfs in Haushalten und Industrie für Warmwasseraufbereitung, Heizung und Prozesswärme besteht hier Potenzial durch zeitliche Verlagerung (d.h. Speicherung in Form von thermischer Energie) einen Ausgleich zu schaffen. Auf diese Thematik wird im Kapitel 4.6 genauer eingegangen. Im Hinblick auf adiabate Druckluftspeicher stellen thermische Energiespeicher einen besonderen Baustein dar und sind für deren Einsatz essentiell.

Sensible Wärmespeicher ändern bei den Ladevorgängen ihre fühlbare Temperatur. Diese sind heute Stand der Technik, wobei meist Wasser als Fluidspeicher verwendet wird. Aufgrund der thermischen Verluste zielt man auf geringe Oberflächen/Volumen-Verhältnisse (A/V-Verhältnis) ab. Heißwasserspeicher für Langzeitspeicherung müssen

unter 100°C betrieben werden. Ebenso werden Thermoöle und Flüssigsalze verwendet. Bei Feststoffspeichern kommen Hochtemperaturbeton sowie Hochtemperaturkeramiken zum Einsatz.

Bei **Latentwärmespeichern** ändert sich der Aggregatzustand – die Wärme wird latent (verborgen) gespeichert. Man macht sich die Umwandlungswärme eines Phasenübergangs zunutze. Damit können bereits bei kleinen Temperaturdifferenzen große Wärmemengen verlustfrei über längere Zeit gespeichert werden. Das Hauptproblem von Latentwärmespeichern sind die niedrigen Wärmeleitfähigkeiten der Stoffe, wodurch sehr große Wärmeübertragungsflächen notwendig werden. In Zukunft sollten damit aber Temperaturen bis 330°C möglich sein.

Als grundlegende Formel zur Berechnung der Speicherkapazität von sensiblen Wärmespeichern kann folgende Gleichung herangezogen werden:

$$Q = \rho \cdot c_p \cdot V \cdot \Delta T \quad (2.10)$$

Q	...	gesp. therm. Energie	[kJ = kW _s]
ρ	... Dichte		$\left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}\right]$
c_p	... spezifische Wärmekapazität		$\left[\frac{\text{kJ}}{\text{kg}\cdot\text{K}}\right]$
V	... Volumen		[l]
ΔT	... Temperaturdifferenz		[°K]

Kommt es bei einem Latentwärmespeicher zu einem Phasenwechsel, so sind dementsprechend unterschiedliche Wärmekapazitäten, die auftretenden Temperaturen (u.a. die Schmelztemperatur) sowie die Schmelzenthalpie zu berücksichtigen [JOANNEUM, 2012]. Die spezifische Wärmekapazität von Wasser liegt bei $c_p = 4,182 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}\cdot\text{K}}$, für Beton bei $0,88 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}\cdot\text{K}}$ bzw. $2,16 \frac{\text{kJ}}{\text{dm}^3\cdot\text{K}}$, für Luft bei $1,005 \text{ kJ}/(\text{kg}\cdot\text{K})$. Bei einer Umgebungstemperatur von 20°C und Energiezufuhr zur Erwärmung um 60°C (d.h. einer Speicherung bei 80°C), ist unter Annahme einer Beton-Dichte von $2 \text{ t}/\text{m}^3$ ein Volumen von ca. $13,9 \text{ m}^3$ notwendig, um 1 MWh an Wärmeenergie zu speichern. Etwas mehr, nämlich $14,35 \text{ m}^3$ sind in Form von Wasser dafür notwendig. (c_p für Thermoöl = $2 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}\cdot\text{K}}$; Erdreich = $1,4 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}\cdot\text{K}}$; Stahl = $0,46 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}\cdot\text{K}}$)

Für Latentwärmespeicher werden ca. doppelt so große Speicherdichten erreicht wie bei der Verwendung von Wasser als Wärmeträger. Die Speicherforschung orientiert sich derzeit eher in Richtung Speicherung und Transport thermischer Energie sowie der thermischen Energiespeicherung im Untergrund.

2.2.5 Auswahl der zu untersuchenden Speichertechnologien

Im Rahmen der Recherchen wurde relativ schnell klar, welche Technologien als zielführend für einen großtechnischen Speichereinsatz betrachtet werden können. Aufgrund der vermehrt an Bedeutung gewinnenden dezentralen Energieerzeugung liegt auch der Ansatz nahe, Technologien, welche sich als dezentrale Speicher eignen, zu untersuchen. Als wesentliche Entscheidungskriterien sind der Stand der Technik, die Robustheit, der Wirkungsgrad, das Entwicklungspotenzial (technisch wie auch standortspezifisch) sowie die jeweilige Kostensituation anzuführen. Für netzbasierte Speichersysteme, auf die sich diese Arbeit konzentriert sind natürlich dementsprechende erzielbare Leistungen und Kapazitäten im MW- bzw. MWh-Bereich bei vertretbaren Kosten ausschlaggebend. Für die Auswahl eines Speichers ist natürlich immer der konkrete Anwendungsfall entscheidend. Außerdem spielt die Einsatzoptimierung und eine daran orientierte Auslegung eine wichtige Rolle.

In Abbildung 2.5 werden die Kapazitäten und typischen Entladezeiten der verschiedenen Speichertechnologien verglichen. Aus der Grafik wird bereits ersichtlich, dass für die geforderten Leistungs- und Kapazitätsbereiche nur die Technologien, welche im rechten oberen Viertel angeführt sind, als relevant betrachtet werden können. Neben PSKW, CAES und stationären Wasserstoffspeichern kommen auch Flussbatterien (z.B. Redox-Flow), Hochtemperaturbatterien (z.B. NaS) und Bleibatterien in Frage.

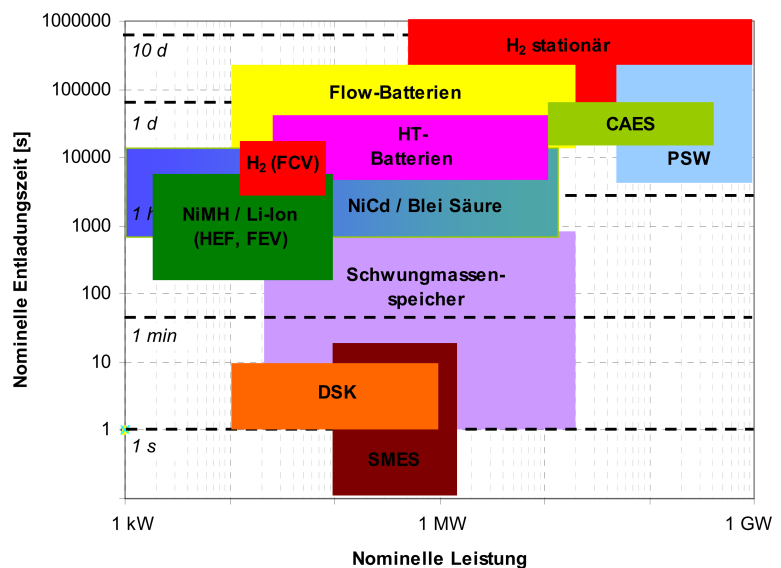


Abbildung 2.5: Kapazität und Entladezeiten von Energiespeichertechnologien [ISE, 2010]

In einem weiteren Schritt sind weitere Kenngrößen zu vergleichen, die für einen langjährigen rentablen Betrieb ausschlaggebend sind. Insbesondere ist dies natürlich der Wirkungsgrad, die Zyklenfestigkeit und die Investitionskosten. Wie bereits erläutert stellt der Wirkungsgrad einen wesentlichen Nachteil von Wasserstoffspeicher dar, da dieser unter 40 % liegt. Unter Anbetracht des derzeitigen sowie absehbaren Bedarfs an Langfristspeichern ist diese Technologie daher für diese Arbeit nicht relevant. Als langfristige Alternative, bei einem sehr hohen Anteil der Erzeugung aus erneuerbaren Energien, ist sie aber auf jeden Fall zu berücksichtigen. Je nach zukünftiger Entwicklung regenerativer Energieerzeugung, wird deren energetischer Vorteil eine wichtige Rolle spielen.

Hinsichtlich Bleibatteriesystem ist die geringe Zyklenlebensdauer als Ausschließungsgrund zu sehen und natürlich auch die ökologischen Gründe, welche das Blei ansich betreffen.

NaS-Batterien und Hochtemperaturbatteriesysteme im Allgemeinen sind unter Berücksichtigung der genannten Faktoren im Bereich der Redox-Flow Batterien einzuordnen. Als nachteilig muß hier die notwendige hohe Temperatur angesehen werden, die sich auch als problematisch bei Zwischenfällen erwiesen hat. Die Kosten sind, wie für den Großteil der Speichertechnologien, aufgrund des Entwicklungsstandes und der geringen Produktionsumfänge noch relativ schwer einzuschätzen. Die leistungsspezifischen Kosten für NaS-Batterien sollten mit bis zu 200 €/kW im Vergleich zu ca. 1.000 €/kW wesentlich geringer ausfallen. Allerdings ist mit ca. 400 €/kWh die Redox-Flow Batterie hinsichtlich der kapazitätsspezifischen Kosten verhältnismäßig günstiger als die NaS-Batterie mit 600 €/kWh [ISEA, 2012]. Die Flussbatterie besticht allerdings durch den einfachen Aufbau und die dafür notwendigen Komponenten, welche weitgehend einfach funktionieren. Ebenso sind die hauptsächlich verwendeten Elektrolyte ökologisch unbedenklich. Forschungsbedarf besteht hauptsächlich noch im Bereich der Zelle und der Elektrolyte. Als dritte Technologie, neben PSKW und CAES wurde daher die Redox-Flow Batterie gewählt. Auf die Eigenschaften wird in weiterer Folge konkret bei der detaillierten Ausarbeitung der Technologie eingegangen.

2.3 Detaillierte Betrachtung der ausgewählten Speichertechnologien

In diesem Kapitel werden die drei ausgewählten Speichertechnologien näher beleuchtet, indem die grundlegenden physikalischen Zusammenhänge, der Stand der Technik, der erreichbare Wirkungsgrad sowie die Vor- und Nachteile beschrieben werden. Des Weiteren wird auf die Kostensituation der Anlage, die Einsatzmöglichkeiten, das Potenzial, mögliche Standorte sowie Entwicklungspotenzial und Referenzanlagen eingegangen.

2.3.1 Pumpspeicherkraftwerke

Ergänzend zu den einleitenden Worten in Abschnitt 2.2.2 und der dort angeführten Gleichung 2.3 zur Berechnung der gespeicherten Energie soll hier nun der Zusammenhang der wirkenden Einflussgrößen dargestellt werden. Mit Hilfe der Formel 2.3 lässt sich (in Anlehnung an [POPP, 2010]) berechnen, dass man zur Speicherung einer Energiemenge von 1,09 kWh bereits einen Höhenunterschied von 400 m und ein Wasservolumen von 1 m³ benötigt:

$$W_{\text{pot}} = 1.000 \text{ kg} \cdot 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \cdot 400 \text{ m} \quad (2.11)$$

$$W_{\text{pot}} = 1.090 \text{ Wh} \quad (2.12)$$

Ausgehend von der potentiellen Energie $W_{\text{pot}} = 1,090 \text{ kWh}$ von 1 m³ Wasser auf einem Höhenniveau von +400 m benötigt man unter Annahme eines Pumpwirkungsgrades von 86 %:

$$W_{\text{zu}} = \frac{W_{\text{pot}}}{\eta_{\text{pump}}} = \frac{1.090 \text{ Wh}}{0,86} = 1.267 \text{ Wh} \quad (2.13)$$

Daraus ergibt sich bei einem Wirkungsgrad im Turbinenbetrieb von 92 % eine nutzbare Energie von:

$$W_{\text{nutz}} = W_{\text{pot}} \cdot \eta_{\text{turb}} = 1.090 \text{ Wh} \cdot 0,92 = 1.003 \text{ Wh} \quad (2.14)$$

was einem Gesamtwirkungsgrad von

$$\eta_{\text{PSKW}} = \eta_{\text{pump}} \cdot \eta_{\text{turb}} = 0,86 \cdot 0,92 = 0,79 \quad (2.15)$$

entspricht.

Eine grundlegende Betrachtung soll die Bedeutung der Einflussgrößen aufzeigen und helfen die zukünftig notwendigen Dimensionen von Pumpspeicheranlagen besser einzuschätzen. Die folgende Überlegung verdeutlicht den Zusammenhang von Wasservolumen des Speichers und dem Höhenunterschied. Dazu wurde die erzielbare Speicherkapazität (= potentielle Energie) für unterschiedliche Fallhöhen und Radien des Speicherbeckens (vereinfacht als Halbkugel) berechnet. Das Ergebnis ist in Abbildung 2.6 dargestellt. Es wird deutlich, dass erst ab einer gewissen Dimension des Kraftwerks dementsprechen-

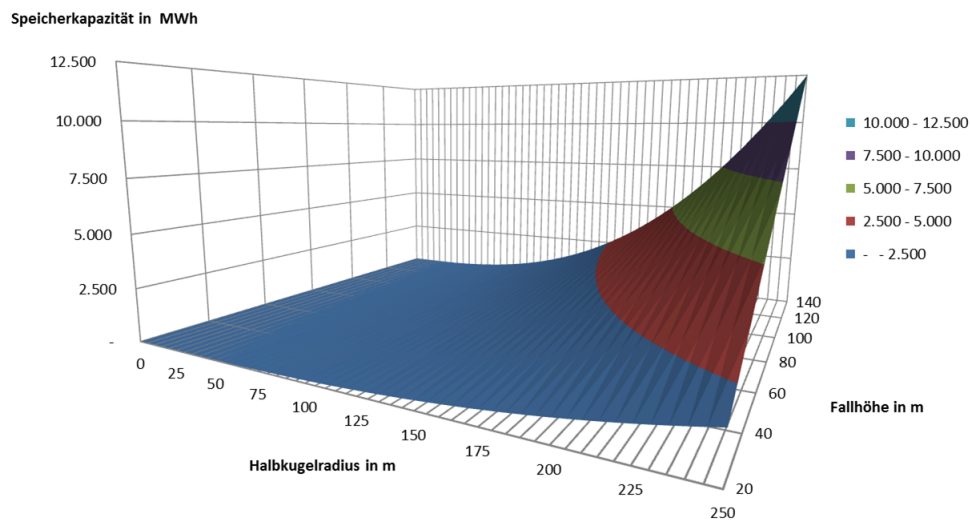


Abbildung 2.6: Speicherkapazität eines PSKW in Abhängigkeit von Fallhöhe und Radius des Speicherbeckens (modelliert als Halbkugel) ohne Berücksichtigung des Wirkungsgrades; eigene Darstellung.

de Speicherkapazitäten zur Verfügung stehen. Man erkennt, dass Standorte zur Realisierung von PSKW gewisse Mindestanforderungen erfüllen müssen und bei einer Projektierung sehr schnell aufwändige Größenordnungen erreicht werden. Als wichtiges Kriterium ist festzuhalten, dass die Höhendifferenz linear eingeht, der Radius des Speicherbeckens hingegen mit der dritten Potenz. Damit der Flächenbedarf gering gehalten werden kann, ist es notwendig, bei gleicher Speicherkapazität eine möglichst große Fallhöhe zu realisieren. Dies ist gut anhand der Einfärbung in der Grafik zu erkennen. Zu berücksichtigen sind natürlich auch die konkret erreichbaren Wirkungsgrade von Pumpe und Turbine, auf welche in der Darstellung nicht eingegangen wird.

Die abgegebene Leistung eines Pumpspeichers bleibt nahezu konstant, da das Absinken des Niveaus im Speicherbecken verglichen mit der Höhendifferenz der Speicherbecken

vernachlässigbar ist, sofern die entsprechenden Rahmenbedingungen vorliegen und die Fallhöhe mit steigendem Pegel nicht abnimmt [HUBER, 2010, VDI, 2009]. Die abgegebene Leistung ist abhängig vom Durchfluss und dem Höhenunterschied, wie aus Gleichung 2.16 hervorgeht.

$$P = g \cdot \rho \cdot Q \cdot \Delta h \quad (2.16)$$

P	...	Leistung	[W]
g	...	Erdbeschl.	$[\frac{m}{s^2}]$
ρ	...	Dichte	$[\frac{kg}{m^3}]$
Q	...	Durchfluss	$[\frac{m^3}{s}]$
Δh	...	Fallhöhe	[m]

Stand der Technik

Die Bedeutung dieser Technologie zeigt sich zum einen durch die große Anzahl der bereits bestehenden Speicherkraftwerke und zum anderen auch in den derzeit geplanten Projekten. Allerdings muss man berücksichtigen, dass ein Großteil der europäischen Projekte derzeit aufgrund der Situation am Strommarkt nicht realisiert wird. Da fast alle bestehenden Speichereinrichtungen weltweit Pumpspeicher sind, ist die Technologie bereits sehr weit ausgereift [NEUPERT, 2008]. Dennoch besteht aufgrund des Mangels weiterer Standorte ein Bedarf an Weiterentwicklung, um auch derzeit nicht berücksichtigte Standorte, z.B. Meerwasser-PSKW, realisieren zu können.

PSKW werden in der Regel als Tagesspeicher konzipiert. Die Turbine ist bei älteren Anlagen meist leistungsstärker ausgeführt als die Pumpe. Bei neueren kommen Pumpenturbinen (Francisturbinen) zum Einsatz. Derzeit wird ein Wirkungsgrad bis ca. 80 % erreicht. Aufgrund der Tatsache, dass PSKW schwarzstartfähig sind, sind diese Kraftwerke auch im Falle eines „Blackouts“ von wesentlicher Bedeutung. Außerdem können sie in allen Regelleistungsbereichen eingesetzt werden und tragen ebenso zur Blindleistungsbereitstellung und somit zur Stabilität im Versorgungsnetz bei [AEA, 2010].

Je nach Verhältnis von Speichervolumen zur mittleren Fülldauer bzw. zum mittleren Zufluss unterscheidet man zwischen Tages-, Wochen- und Monatsspeicher sowie Jahrespeicher. Oft besteht auch noch ein natürlicher Zufluss [HUBER, 2010]. In Deutschland stammen ca. drei Viertel des in PSKW erzeugten Stroms aus dem Wälzbetrieb. PSKW werden daher auch als Umwälzkraftwerke bezeichnet.

Typische „künstliche“ Speicherseen sind meist für einen Betrieb von 4-10 Stunden unter Volllast ausgelegt. Bei älteren Anlagen kann die Turbinenleistung geregelt werden, die Pumpleistung jedoch nicht. War der Bedarf an Leistungsaufnahme aus dem Netz geringer als die Nennleistung der Pumpe, so wurde die Anlage im sog. Wasserkurzschluss (auch hydraulischer Kurzschluss) betrieben. Das Prinzip dieser Funktionsweise ist in Abbildung 2.7 dargestellt.

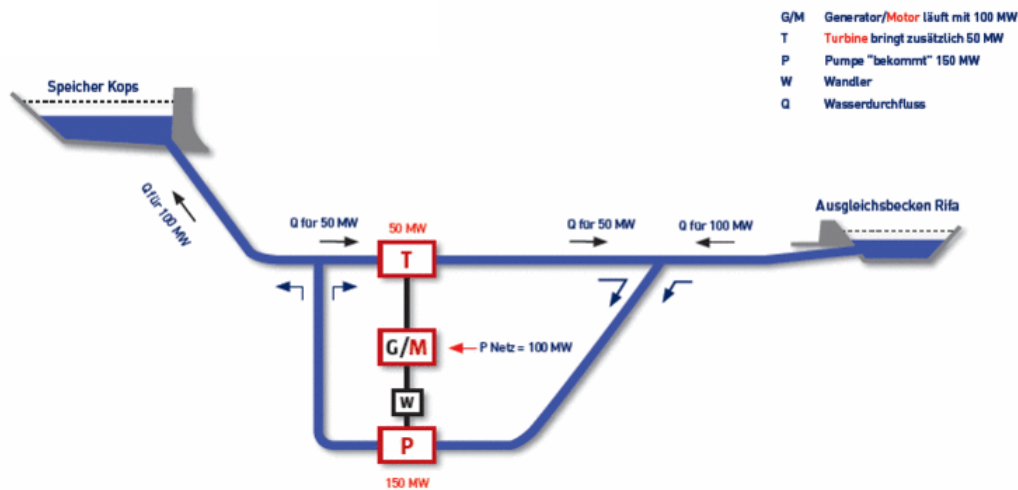


Abbildung 2.7: Prinzip des „hydraulischen Kurzschlusses“ bei einer Pumpleistung von 150 MW und einer bezogenen Leistung aus dem Netz von 100 MW [ILLWERKE, 2011]

Diese Betriebsart führt allerdings unweigerlich zu einem geringeren Wirkungsgrad. Um dennoch einen möglichst hohen Wirkungsgrad zu erreichen, werden dort Pelton-turbinen eingesetzt, welche sich ständig im Gegendruck befinden. D.h. die Turbine hat keinen freien Auslauf für das turbinierete Wasser. Dazu ist es allerdings notwendig ein Druckluftpolster einzubringen, damit sich die Turbine frei drehen kann. Somit wurde durch die geschaffene Regelfähigkeit eine ideale Anpassung an den Bedarf erreicht [ILLWERKE, 2011].

Seit einigen Jahren werden auch drehzahlgesteuerte Maschinen eingesetzt (Umrichter-technik). Durch die moderne Antriebstechnik besteht die Möglichkeit vollregelbare Pumpen einzusetzen [SAUER, 2008].

Eingesetzt werden Pelton- und Francisturbinen sowie Radialpumpen. Bei der Pelton-turbine handelt es sich um eine Gleichdruckturbine, wobei der statische Druck des Was-

serstrahls konstant bleibt. Aufgrund der geringen Verluste werden Wirkungsgrade von 94 % erreicht. Durch die hohen Drücke kommt es aber zu starkem Verschleiß an Düse, Nadel und Laufrad. Eine Peltonturbine ist für eine Fallhöhe von 70 bis 1.800 m geeignet, wobei Leistungen von 50 kW bis 200 MW erreicht werden können.

Francisturbinen hingegen bieten den Vorteil, dass auch ein Pumpbetrieb mit der Turbine möglich ist. Dies hat positive Auswirkungen auf die Investitionskosten des Pumpspeicherkraftwerks. Das ist auch der Grund, warum diese Variante häufig realisiert wird [EA, 2011]. Diese Turbine kann bei Fallhöhen bis zu 800 m eingesetzt werden. Der Leistungsbereich geht von 50 kW bis 800 MW. Bei größeren Pumphöhen werden stattdessen Radialpumpen eingesetzt. Radiale einstufige Pumpturbinen können wirtschaftlich am sinnvollsten eingesetzt werden.

Durch kurze Anfahrzeiten und dem Betrieb im Teillastbereich lassen sich heute höhere Erträge erreichen, da man besser auf die Marktsituationen reagieren kann. Derzeit ist ein deutlicher Bedarf an drehzahlvariablen Pumpen zu sehen, um eine höhere Effizienz zu erreichen. Dies liegt in der Verbesserung des Turbinenteillastbereichs begründet, wodurch die Verluste durch die drehzahlvariable Asynchronmaschine sowie den Frequenzumrichter mehr als kompensiert werden können. Außerdem erreicht man dadurch eine Verbesserung des Kavitations- und Druckstoßverhaltens [HUBER, 2010, JANSEN, 2014].

Von reversiblen Pumpturbinen ging man über zu mehrstufigen reversiblen Pumpturbinen, um höhere Fallhöhen zu ermöglichen. Heute bieten sich bei größeren Fallhöhen tenäre Sätze an (auf einer Welle befindet sich die mehrstufige Speicherpumpe, die Peltonturbine sowie der Motorgenerator, wobei aber bis zu 80 % höhere Kosten anfallen). Es lassen sich dadurch bessere Wirkungsgrade für Ein- und Ausspeicherung erzielen, und ein effizienter Phasenschieberbetrieb wird möglich. Außerdem erreicht man dadurch kurze Startzeiten, eine hohe Flexibilität hinsichtlich Betriebswechsel und die Möglichkeit des hydraulischen Kurzschlusses. Des weiteren ergibt sich ein verbesserter Betrieb bei großen Fallhöheunterschieden (allerdings ist mit Mehrkosten von bis zu 40 % zu rechnen) [JANSEN, 2014, HEILAND, 2013].

Um den Einflüssen und Rahmenbedingungen für Betrieb nachzukommen, werden aufwändige Simulationen eingesetzt. Dazu sind Parameter wie Restwasservorgaben, Schwallrestriktionen, Füllstände, Hochwasserschutz, Stochastik der Zuflüsse zu berücksichtigen. Ebenso sind Vorgaben aufgrund touristisch genutzter Gebiete zu beachten, wie z.B. am Achensee, dem PSKW Koralpe und dem SKW Ottenstein [HUBER, 2010].

Wirkungsgrad

Betrachtet man die einzelnen Komponenten (vgl. Abbildung 2.8), so fällt auf, dass die Pumpe und die Turbine die größten Verluste aufweisen. Wie in den vorhergegangenen Abschnitten beschrieben, wurden auf diesem Gebiet bereits viele Verbesserungen erreicht. Die konkrete Aufteilung der Wirkungsgradverluste ist natürlich stark abhängig von der eingesetzten Technologie und den baulichen Gegebenheiten.

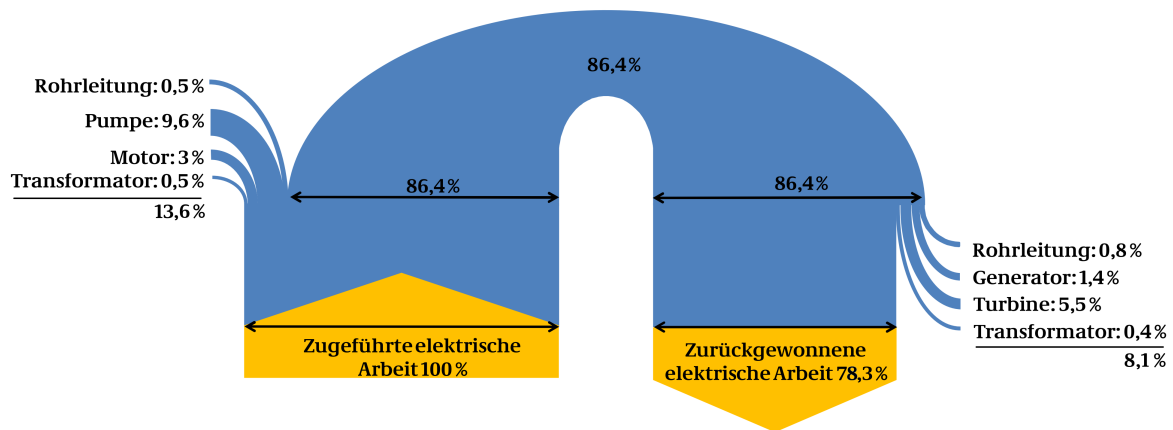


Abbildung 2.8: Auftretende Verluste und daraus resultierende Wirkungsgrade bei PSKW [DENA, 2008, angepasst/richtiggestellt]

In Deutschland liegt der Wirkungsgrad der betriebenen Pumpspeicher zwischen 60 und 85 %, im Durchschnitt bei ca. 74 % [DENA2, 2010, DENA, 2008]. Speicherverluste treten nur in Form von Verdunstung und Versickerung auf und sind vernachlässigbar [NEUPERT, 2008].

Vorteile

Durch die variable Leistungsaufnahme- und abgabe sowie der sehr weit fortgeschrittenen Entwicklung ergeben sich folgende Vorteile:

[DENA, 2008, THÜRINGEN, 2013, UMSICHT, 2011]

- flexible Regelleistung (positiv und negativ) - Ausgleich kurzfristiger Schwankungen im Netz - schnelle Reaktionszeit (ca. 75 s bis zur vollen Turbinenleistung; 60 Sekunden aus der drehenden Reserve) Gaskraftwerke hingegen benötigen eine Hochlaufzeit von ca. 2 Minuten

- Möglichkeit der Blindleistungsregelung sowie des Phasenschieberbetriebes
- sehr hohe Zuverlässigkeit von weit über 90 %
- verbesserter Hochwasserschutz
- sehr hohe Lebensdauer
- hohe Effizienz
- geringe Selbstentladung
- je nach Gegebenheiten ist eine Entladungen des Speicher bis 0 % möglich
- die Leistungsbesicherung durch PSKW entspricht konventionellen Kraftwerken
- hinsichtlich der Stabilität des Verbundsystems zeichnen sich Pumpspeicher gegenüber anderen Speichertechnologien aufgrund ihrer Schwungmassen aus (drehende Reserve).
- Schwarzstartfähigkeit

Nachteile

- Energiedichte ist verhältnismäßig gering 1 kWh/m^3 (bei 400 m Höhe)
- Abhängigkeit von topografischen Gegebenheiten
- oberirdische Druckleitungen werden heute nicht mehr genehmigt, wodurch weitaus höhere Investitionen anfallen [ATI, 2011, HEILAND, 2013]
- zu beachten bei PSKW ist der rechtliche Rahmen, der für die Projektrealisierung gegeben ist [POPP, 2010]. Die Anbindung dieser Kraftwerke kann sich aufgrund der Standorte als schwierig, insbesondere hinsichtlich Natur- und Umweltschutz, erweisen (vgl. PSKW Kaprun). Geeignete Standorte sind sehr schwer zu finden, wodurch auch das Potenzial hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen begrenzt ist.
- der natürliche Wasserkreislauf wird verändert.

- die Distanz zu den Stromerzeugern ist relativ groß. Die Möglichkeit zur Pumpspeicherung besteht in den Alpen: Gebiete mit großem Windenergiepotenzial liegen aber vorwiegend im Norden Europas [VDE1, 2008]. Wirtschaftlich zielführend sind nur sehr große PSKW, da die Anbindung des Kraftwerks (aufgrund der Standorte) meist mit hohen Kosten verbunden ist.
- zumindest in Deutschland erscheint ein weiterer Zubau nur mit großem Aufwand realisierbar [UMSICHT, 2011]
- strenge Umweltauflagen auch bei Erweiterung bestehender Anlagen [KELAG, 2013]
- Genehmigungsverfahren werden komplizierter und länger

Die Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) wirkt sich hinsichtlich der Potenzialverluste bei Speicherkraftwerken aus. Je nachdem, wieviel Restwasser im Fluss verbleiben muss, kommt es zu Verlusten zwischen 2,8 % und 10,2 % des Regelarbeitsvermögens. In Einzelfällen kann dies aber auch bedeutend mehr sein [VEOE, 2008].

Kosten für die Speicheranlage

Meist werden diesbezüglich die leistungsbezogenen Kosten angegeben, da die Investitionskosten vor allem von der Gesamtleistung abhängen. Der Großteil der aktuellen Projekte liegt im Bereich von 500 bis 1.500 €/kW. Allerdings sind auch Projekte bekannt, die bis 2.000 €/kW gehen [NEUPERT, 2008, JOANNEUM, 2012].

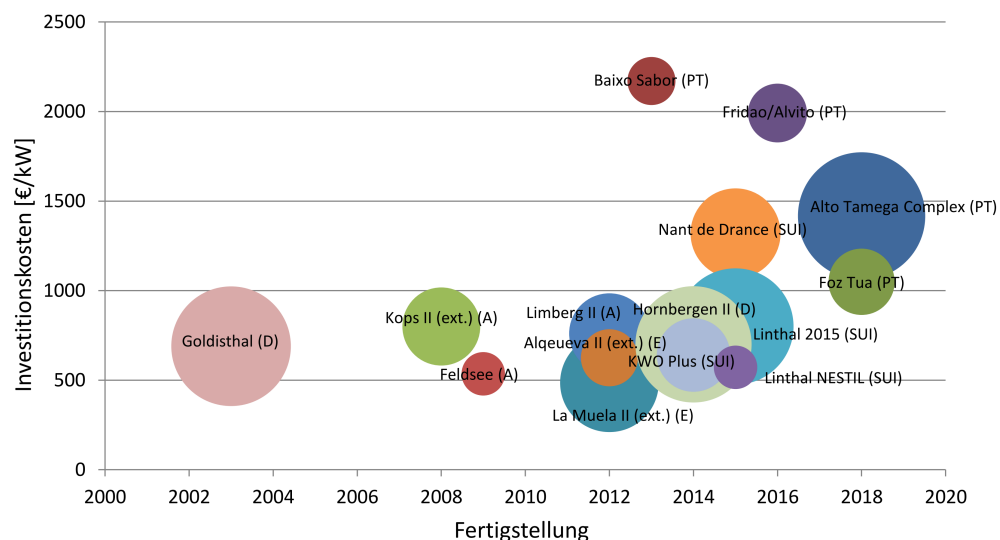


Abbildung 2.9: Kosten PSKW (internationale Projekte) [JOANNEUM, 2012]

Die dargestellten erheblichen Differenzen sind auf die unterschiedlichen Speichervolumina zurückzuführen sowie topografische Voraussetzungen, die sich über die Gesamtinvestitionskosten auf die leistungsspezifischen Investitionskosten niederschlagen. Die Größe der Kreisflächen bildet jeweils die Kraftwerksleistung ab [JOANNEUM, 2012].

Generell muss zwischen Schacht- bzw. Kavernenkraftwerken unterschieden werden. Bei einem Schachtkraftwerk wird ein schräger Schacht vom Oberbecken zum Unterbecken errichtet. Der Maschinensatz befindet sich meist im freien Bereich des Unterbeckens. Ab horizontalen Distanzen (Entfernung zwischen Ober- und Unterbecken) von 500 m sind Kavernenkraftwerke meist günstiger zu errichten. Bei diesem Typ befindet sich die Maschine in einer Kaverne im Berg am Ende des Druckschachtes. Die Ausleitung erfolgt über den sog. Unterwasserstollen. Wesentlicher Faktor für die Kosten sind die druckbeständigen Anlagenteile (Oberwasserstollen bzw. Druckschacht, Wasserschloss, Kugelschieber). Je geringer die Distanzen sind, über die es zu großem Druck kommt, umso geringer sind auch die Kosten [VDI, 2009, HEILAND, 2013].

Einsatzmöglichkeiten

Der ursprüngliche Einsatzzweck diente dem Tag-Nacht-Ausgleich bzw. zum Kappen der Mittagsspitzen. Zu Nachtzeiten wurde gepumpt, während des Tages Energie erzeugt. Mittlerweile hat sich jedoch die Situation am Energiemarkt grundlegend verändert, wodurch PSKW nun hauptsächlich zum Ausgleich kurzfristiger Erzeugungsschwankungen bzw. zur Bereitstellung von Spitzenlast eingesetzt werden. Zusätzlich dient diese Technologie aber auch zur Netzregelung (Sekundärregelung und Minutenreserve). Hinsichtlich anderer Speichertechnologien zeichnen sich PSKW aufgrund der flexiblen Bereitstellung von Blindleistung aus [DENA2, 2010]. Aus wirtschaftlichen Gründen, um eine möglichst große Zyklenzahl zu erreichen, wird eine langfristige Speicherung in reinen PSKW derzeit nicht realisiert.

Standort und Potenziale

Um ein Potenzial zu bestimmen ist es notwendig, die geologischen sowie hydrologischen Bedingungen zu überprüfen. Ebenso müssen die topografischen Gegebenheiten genau analysiert werden. Das heißt, ein möglicher Standort hängt von vielen verschiedenen Faktoren ab, nicht zuletzt von der Akzeptanz der Bevölkerung. Außerdem sind Mindestkriterien notwendig, um einen wirtschaftlichen Betrieb eines PSKW zu ermöglichen:

- Fallhöhe (>100 m) sowie der Abstand (horizontal) zwischen Ober- und Unterbe-

cken (5.000 m maximal). Bei geringen Höhenunterschieden kann es u.a. zu unwirtschaftlichen Rohrquerschnitten kommen [ATI, 2011].

- Mindestleistung von 50 MW. In diesem Leistungsbereich ist ein Speicherinhalt von min. 2 Mio. m³ notwendig, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen [THÜRINGEN, 2013].
- Anbindung an das Stromnetz (zumindest Hochspannungsebene)
- Wasserdargebot [HEILAND, 2013]

Hinsichtlich Ökologie und Geologie sind ebenfalls bestimmte Voraussetzungen notwendig [THÜRINGEN, 2013]:

- ein untertägiger Ausbruch sollte möglich sein
- keine/geringe Durchlässigkeit des Untergrunds und des Gesteins
- Standsicherheit des Gebirges muss gegeben sein
- Umweltschutzgebiete, wie Wasserschutz, Landschaftsschutz, Biosphärenreservate, Naturschutz, Vogelschutzgebiete sind zu berücksichtigen
- Gewährleistung eines Mindestabflusses bzw. Restriktionen hinsichtlich der Nutzwassermenge

In der Schweiz z.B. ist ein weiterer Zubau der PSKW nahezu ausgeschöpft. Potenzial besteht noch darin, Kraftwerke zu modernisieren und auszubauen [BIGLER, 2011].

Die WRRL muss als Ordnungsrahmen Berücksichtigung finden. Des Weiteren gibt es aber auch nationale Bestimmungen, welche wesentlichen Einfluss auf den Gewässerschutz und somit Betriebsbestimmungen für Pump- und Speicherkraftwerke haben. So z.B. in der Schweiz die Schweizer Wasser- und Gewässerschutzgesetzgebung (SWG), in Deutschland das Wasserhaushaltsgesetz und in Österreich das Wasserrechtsgesetz. In diese ist zwar die WRRL teilweise eingebunden, es bestehen aber auch zusätzliche Bestimmungen.

Referenzanlagen

Um den derzeitigen Stand der Technik darzustellen und später einen konkreten Vergleich mit anderen Speichertechnologien zu ermöglichen, werden hier drei typische Kraftwerke kurz beschrieben. Die Eckdaten der Kraftwerke Goldisthal im Thüringer Wald (größtes

bestehendens PSKW in Deutschland), Limberg II und Kopswerk II in Österreich sind in der Tabelle 2.3 zu sehen.

An dieser Stelle seien noch zwei Vorzeige-Projekte erwähnt, um die derzeitigen Möglichkeiten aufzuzeigen:

- 1999 wurde die Pumpturbine mit der größten bisher realisierten Pump-/Fallhöhe der Welt in Auftrag gegeben (779 m) mit einer Turbinenleistung von 412 MW in Kazunogawa (Japan) [IEA, 2009].
- erstes Seewasser PSKW in Okinawa/Japan im Einsatz: 30 MW; 136 m Höhen-diff; 26 m³/s Durchfluss bei einem Speichervolumen von 546.000 m³. Dazu wurde die Turbine/Pumpe aus rostfreiem Stahl gefertigt, die Rohre aus faserverstärktem Kunststoff [IEA, 2009].

Beschreibung	Goldisthal	Limberg II*	Kopswerk II
Turbinentyp	2 x Francis-Pumpturb.	2 x Pumpturbine	Pelton-turbine / dreistufige Speicherpumpe
Mittlere Rohfallhöhe in m	302	365	818
max. Turbinenleistung in MW	1.060	480	525
max. Pumpleistung in MW	1.060	480	450
max. Durchfluss Turbinenbetrieb in m ³ /s	103,3	72	3 x 25,3
max. Durchfluss Pumpbetrieb in m ³ /s	103,3	72	3 x 19,3
Energieinhalt in MWh	8.480	-	127.450
Jahreserzeugung in GWh	1.806	-	614
Volumen in Mio. m ³	12	-	42,9
Investitionsvol. in Mio €	700	405	> 400
Sonstiges Besonderheiten		Jahrespumpsp. Ausgl./Regelkr.	gesamtes KW im Berg installiert
* stellt eine Erweiterung des PSKW Kaprun dar, das bereits vorher aus den Speichern Mooserboden und Wasserfallboden bestand.			

Tabelle 2.3: Kraftwerksdaten Goldisthal, Limberg II, Kopswerk II [POPP, 2010, VERBUND, 2010, ILLWERKE, 2011, AEA, 2007, ISI, 2007]

2.3.2 Druckluftspeicher

Zur beispielhaften Verdeutlichung der Zusammenhänge, welche Gleichung 2.5 beschreibt, dient hier Abbildung 2.10. Dargestellt ist die erreichbare Speicherkapazität in Abhängigkeit vom Speicherdruck und Speichervolumen.

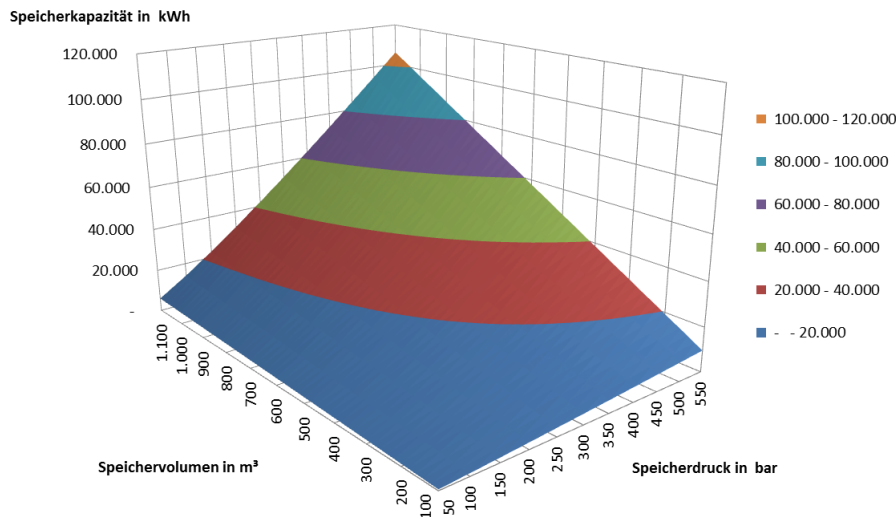


Abbildung 2.10: Speicherkapazität eines CAES in Abhängigkeit des Speicherdrucks und dem Speichervolumen ohne Berücksichtigung des Wirkungsgrades und der Verluste, ausgehend von einem Druckniveau $p_1 = 1$ bar, eigene Darstellung

In der Abbildung ist ersichtlich, dass relativ hohe Drücke bei großen Speichervolumina nötig sind, um Energie im MWh-Bereich zu speichern. Wie auch aus der Formel 2.5 hervorgeht, geht das Speichervolumen linear in die Speicherkapazität ein, der Druck p_2 linear, als auch logarithmisch über das Verhältnis zum Druck p_1 .

So berechnet sich z.B. für einen Druckluftspeicherbehälter mit einem Volumen $V_2 = 200 \text{ m}^3$, bei einem Druck der komprimierten Luft von $p_2 = 550 \text{ bar}$ unter Annahme einer idealen Energieumwandlung (keine Verluste) eine max. erreichbare Speicherkapazität $E_{\text{mech.}}$ von 19.277 kWh.

Unter Anwendung der Gasgleichung 2.4 für einen isothermen Vorgang ergibt sich V_1 , das Volumen der Luft bei 1 bar ($1 \cdot 10^5 \text{Pa}$) Druck mit:

$$V_1 = \frac{V_2 \cdot p_2}{p_1} \quad (2.17)$$

Durch Einsetzen in Formel 2.5 ergibt sich die gespeicherte Energie wie folgt:

$$E_{\text{mech.}} = p_2 \cdot V_2 \cdot \ln\left(\frac{p_2}{p_1}\right) = 550 \cdot 10^5 \text{Pa} \cdot 200 \text{m}^3 \cdot \ln\left(\frac{550 \cdot 10^5 \text{Pa}}{1 \cdot 10^5 \text{Pa}}\right) = 69,4 \cdot 10^9 \text{Ws} \quad (2.18)$$

Anschließend erhält man durch Umrechnung in kWh:

$$\frac{69,4 \cdot 10^9 \text{Ws}}{60 \cdot 60 \cdot 10^3} = 19,277 \text{kWh} \quad (2.19)$$

Unter Berücksichtigung der Wärmekapazität von Wasser $c_p = 4,182 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{K}}$ lässt sich berechnen, dass theoretisch eine Erwärmung von $207,4 \text{m}^3$ Wasser um 80°C notwendig wäre, um die bei der Kompression entstehende Wärmeenergie abzuführen und zwischenzuspeichern.

Da es sich um einen thermodynamischen Vorgang handelt, sind Adiabaten- und Polytropenkoeffizienten zu berücksichtigen, wodurch die angegebene Formel (2.5) komplizierter wird. Wesentlich ist es aber zu verstehen, dass die komprimierte Luft die gleiche Energiemenge enthält, wie die nicht komprimierte Luftmasse. Die Energie liegt nach der Komprimierung in Form von Wärme vor. Daher ist eine effiziente Wärmespeicherung unumgänglich um letztendlich vernünftige Wirkungsgrade zu erreichen. Je nach Technologie (vgl. Tabelle 2.4) sind 2,5 - 30 Wh/Liter-Luft speicherbar [CYPHELLY, 2004].

War bisher aus wirtschaftlichen Gründen der Einsatz von adiabaten Druckluftspeichern nicht relevant, so könnte in Zukunft diese Speichermethode aufgrund neuer Entwicklungen durchaus zur Anwendung kommen [VDI, 2009].

Je mehr Windenergieanlagen gebaut werden, umso interessanter wird diese Technologie. An Orten, an denen Windenergie in großen Mengen auftritt, würde es sich auch anbieten Energie „dezentral“ zu speichern, nämlich in Salzkavernen bei einem Druck bis 150 bar [BURKHARDT 2009].

Stand der Technik

Der Einsatz der adiabaten Druckluftspeicherung setzt noch erhebliche Forschungs- und Entwicklungsarbeit voraus, daher wird mit einer großtechnischen Verfügbarkeit erst ab

2020 gerechnet [THÜRINGEN, 2013, NEUPERT, 2008]. Die Konzepte, die Luft als Arbeitsmedium nutzen, sind am aussichtsreichsten. Aufgrund des steigenden Speicherbedarfs sieht man auch für diese Technologie Perspektiven und ein dementsprechender Entwicklungsaufwand sollte sich lohnen [VDI, 2009].

In einer vorliegenden Arbeit wurden aus Experteninterviews folgende Probleme extrahiert, welche eine Realisierung dieser Anlagen erschweren [BURKHARDT 2009]:

- keine Hersteller vorhanden, welche konkrete Angebote für adiabate Turbomaschinen legen könnten
- Markt für CAES wäre generell vorhanden
- es herrschen schwierige Amortisationsbedingungen für Anlagenhersteller
- Konkurrenztechnologieentwicklung ist schwer einschätzbar, wodurch ein relativ großes betriebswirtschaftliches Risiko folgt

Generell muss bei der Druckluftspeicherung zwischen dem Einsatz unterschiedlicher Arbeitsmedien unterschieden werden: Luft bzw. Flüssigkeit [BURKHARDT 2009].

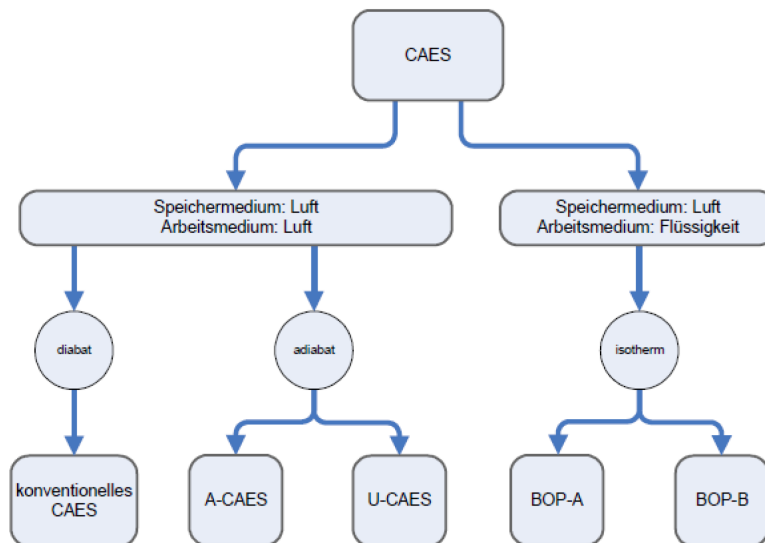


Abbildung 2.11: Mögliche Technologien zu Druckluftspeicherung [BURKHARDT 2009]

Man unterscheidet zwischen Gleitdruck und Gleichdruckspeichern. Bei Gleitdruckspeichern bleibt das Volumen konstant, während der Druck variiert. Somit ist auch die Leistung des Systems vom Ladezustand und im weiteren vom Wirkungsgrad der Turbine abhängig. Gleichdruckspeicher hingegen können konstant Leistung abgeben. Der

Druck wird bei einem derartigen System von einer Wassersäule (Abh. von der Tiefe der Kaverne) bestimmt [VDI, 2009].

Im großtechnischen Einsatz sind heute **diabate CAES** in Verwendung, diese sind technisch bereits ausgereift. Betriebsdruck des Kompressors liegt bei 50 bis 70 bar. Durch Abkühlung und der später notwendigen Zuführung von Wärme vor dem Expandereintritt geht sehr viel Energie verloren (Wirkungsgrad ca. 42 %). Dies wird durch Zufeuerung von Erdgas erreicht. Bei diabaten CAES ist ebenso eine Kühlung der komprimierten Luft notwendig, da die unterirdischen Speicher dieser Temperatur von mehreren 100 °C nicht standhalten würden. Die Kompression bei Standardgasturbinen erfordert normalerweise ca. zwei Drittel der Turbinenleistung. Dies wird hier eingespart. Als Gasspeicher werden bereits Salzkavernen und Aquifer-Strukturen unter hohem Druck genutzt. Bei gegebener Dichtheit könnten aber auch ehemalige Bergwerke genutzt werden. Ca. 10 Minuten nach dem Start kann bereits die volle Leistung abgerufen werden. Leckverluste sind meist sehr gering [VDI, 2009].

Bei der **adiabaten Variante** hingegen wird der Wärmeaustausch mit der Umgebung fast vollständig verhindert. Mit drei Kompressorstufen mit Zwischenkühlung wird die Luft komprimiert, dabei werden bis zu 620°C erreicht. Anschließend folgt die Wärmespeicherung und ein Nachkühler, womit die gespeicherte Druckluft wieder 50°C erreicht. Dadurch, dass der Kompressor erst den Kavernendruck erreichen muss, sind noch Anfahrverluste hinzuzurechnen [BURKHARDT 2009, NEUPERT, 2008]. **Adiabatic Compressed Air Energy Storage (A-CAES)** befinden sich noch im Entwicklungsstadium. Das A-CAES arbeitet emissionsfrei, dafür ist aber ein Wärmespeicher notwendig. Für ein 300 MW A-CAES Kraftwerk wäre eine thermische Speicherkapazität von 2.400 MWh notwendig, um bei 650°C Austrittstemperatur und einem Druck von 100 bar einen achtstündigen Betrieb zu gewährleisten. Kompressoren sind derzeit bis 180 MW verfügbar. Entwicklungspotenzial besteht hier in der Optimierung des Umgangs mit der Kompressionswärme [DENA, 2010, VDI, 2009]. Die Entnahme kann sehr schnell erfolgen und häufige Lade- und Entladezyklen sind möglich. Für diabate Druckluftspeicher sind Wirkungsgrade bis 70 % erreichbar [DENA, 2008].

Bei der **U-CAES** (ungekühlt) wird die Luft zur Druck- und Wärmespeicherung herangezogen, was aber einen aufwändigen Kesselaufbau erfordert, um den Bedingungen standzuhalten. Der großtechnische Einsatz erscheint daher nicht als sinnvoll [VDI, 2009].

Weiters gibt es noch Überlegungen zu Speichertechnologien **BOP** (Batterie mit Ölhydraulik und Pneumatik), welche mit einer Kombination aus flüssig- und gasförmigen Speichern arbeiten. Das Gas (Luft) wird im Kessel komprimiert, die Flüssigkeit (z.B. Öl) dient dabei als Wärmespeicher. Allerdings werden bei dieser Technologie nur mäßige Energiespeicherdichten erreicht [VDI, 2009].

Bei der **BOP-A**-Variante wird über eine hydraulische Pumpe Flüssigkeit in einen Druckbehälter gepumpt, in welchem Luft komprimiert wird. Nimmt beim Entladen der Druck ab, so nimmt in weiterer Folge auch das Drehmoment des Motors ab. Daher wäre eine pulsweise Zuführung der Flüssigkeit notwendig, um ein konstantes Drehmoment zu erreichen. In Ergänzung dazu wäre auch ein Schwungrad von Vorteil.

Bei der **BOP-B**-Ausführung wird Luft aus der Umgebung angesaugt und über ein Interface (Kompressor und Wärmetauscher) in einen Druckluftbehälter gepumpt. Daraus ergibt sich ein geringerer Bedarf an Volumen und Öl. Aufgrund der schnellen Kompression der Luft sind Wärmetauscher notwendig, um die Lufttemperatur auszugleichen. Bei der Rückgewinnung der Energie wird die Luft von 250 bar im Dekompressor auf 1 bar entspannt. Somit kann eine Energiedichte von 31,4 Wh/l erreicht werden. Die Vorgänge hierbei laufen wesentlich schneller ab, wodurch thermodynamische Probleme auftreten können, und der Wärmeaustausch muss für einen guten Wirkungsgrad daher sehr gut funktionieren [CYPHELLY, 2004]. Der derzeitige Wettbewerb um diese Technologie macht es schwierig den aktuellen Stand objektiv zu bewerten. In Tabelle 2.4 sind die beschriebenen Technologien zusammengefasst, um einen Vergleich der Vor- und Nachteile zu ermöglichen.

	CAES		A-CAES		BOP-A		BOP-B	
	heute	real. Ziel	heute	real. Ziel	heute	real. Ziel	heute	real. Ziel
Wirkungsgrad	0,54	0,6	-	0,7	0,38	0,8	-	0,75
Speicherdichte*	2 kWh/m ³		2-10 kWh/m ³		bis 3 kWh/m ³		bis 24 kWh/m ³	
Hochfahrdauer	ca. 15 min		ca. 15 min		< 1 min		< 1 min	
Leistungsbereich	1 MW - 1 GW		1 MW - 1 GW		5 kW - 1 GW		5 kW - 1 GW	
* abhängig von der Druckdifferenz und vom erreichten Wirkungsgrad								

Tabelle 2.4: Vergleich der verschiedenen CAES-Konzepte [CYPHELLY, 2004, VDI, 2009]

Wirkungsgrad

Bei den diabaten CAES werden Zykluswirkungsgrade von 42 % - 54 % erreicht. Wichtig ist hierbei zu beachten, wie der Wirkungsgrad berechnet wird. Oftmals wird die erzeugte Energie auf die Summe der Gasmenge und die zur Kompression notwendige elektrische Energie bezogen, was aber zu falschen Wirkungsgraden führt. Rechnet man aber für den Verdichter mit einem Wirkungsgrad von 40 %, so erhält man einen Gesamtwirkungsgrad von nur 27 %. Kommen jedoch adiabate Druckluftspeicher zum Einsatz, kann ein wesentlich besserer Wirkungsgrad bis zu 70 % erreicht werden. Derartige Anlagen wurden bis jetzt nur im Labormaßstab realisiert [VDI, 2009].

Vorteile

- geringe Beeinträchtigung des Landschaftsbildes und geringer Flächenbedarf
- vergleichsweise guter Teillastwirkungsgrad (je nach eingesetzter Technologie)
- kurze Startbereitschaft (Regelenergie) - nach ca. 10 bis 15 min. kann die volle Leistung abgerufen werden, bei sehr hoher Startzuverlässigkeit (98 %)
- geringe Leckverluste
- es kann eine große Menge an Energie damit gespeichert werden.
- für kleine Leistungsbereiche bietet das BOP-A-System den Vorteil, dass es zu geringer Geräuschentwicklung kommt und eine gute An- und Abfahrtdynamik vorliegt. Somit wäre als Einsatzort für eine dezentrale Speicherung auch ein dichtbesiedeltes Gebiet denkbar.
- Skalierbarkeit der Leistung
- verhältnismäßig kurze Projekt-Realisierung (im vgl. zu PSKW), sofern keine Auslösung der Kaverne notwendig ist.

[VDI, 2009, BURKHARDT 2009, AEA, 2007]

Nachteile

- Wirkungsgrad der diabaten CAES liegt bei ca. 42 % - 54 % (Gaspreis stellt einen weiteren Kostenfaktor dar).

- Wärmespeicher stellen derzeit (für die Speicherung im gewünschten Umfang) noch eine Herausforderung dar und sind teuer.
- um Investitionskosten gering zu halten sind Salzkavernen zur Speicherung notwendig.
- Bodennutzungsrecht muss gegeben sein, generell werden gute Standorte für Kavernen seltener, da diese auch in Konkurrenz zu Gasspeichern stehen.
- Umweltbelastung durch Ausspülen der Salzkavernen möglich.
- Leistungsaufnahme während des Einspeichervorgangs ist nicht konstant - Abhilfe parallele Kompressoren.

[BURKHARDT 2009, AEA, 2007, EA, 2011]

Kosten für Speicheranlage

Hinsichtlich der Investitionskosten ist die Speicherdichte von größter Bedeutung, wenn keine geologischen Formationen zur Speicherung der Druckluft zum Einsatz kommen können. Basiert die Druckluftspeicherung auf Drucklufttanks, so sind weitaus höhere Investitionen im Vergleich zu Kavernen notwendig (Faktor 5).

	CAES		A-CAES		BOP-A		BOP-B	
Anlagengröße	groß	klein	groß	klein	groß	klein	groß	klein
€/kW	600	1200	700	1000 -1500	500-600	700-800	700-800	1000 -1500
€/kWh	5-30	100	60-100	250	20-100	900	5-30	200
Kosten Mio €	192	21	354	22,5	198	37,5	222	21
Kostenpot.	gering	mittel	mittel	hoch	mittel	hoch	mittel	hoch
<i>große Anlage = 300 MW/8 h(Kavernen)</i>					<i>kleine Anlage = 15 MW/2h(Pipelines)</i>			

Tabelle 2.5: Vergleich der verschiedenen Konzepte [VDI, 2009]

Die Kostenspanne bei den arbeitsspezifischen Kosten ergibt sich aus der Nutzung verschiedener geologischer Formationen mit unterschiedlichen spezifischen Kosten. Bei den A-CAES Systemen fallen arbeitsspezifische Kosten durch den Wärmespeicher an. Beim BOP-A Speicher fällt die geringe Energiespeicherdichte ins Gewicht [VDI, 2009].

Einsatzmöglichkeiten

Prinzipiell lassen sich mit Hilfe der Druckluftspeicherung in Kavernen ähnliche Leistungsbereiche wie bei Pumpspeicherkraftwerken erzielen. Aufgrund der ähnlichen Betriebscharakteristik entsprechen auch die Einsatzmöglichkeiten denen der PSKW. Soll ein Einsatz in Kombination mit einer Erzeugungsanlage, also dezentral erfolgen, so sind die Eigenschaften der unterschiedlichen Druckluftspeichertechnologien zu berücksichtigen. Dafür lässt sich eine Zuordnung der verschiedenen Typen zu den Leistungsklassen PV- und Windkraftanlagen wie folgt darstellen:

Erzeugungsanlage	optimaler Speichertyp
PV: 5-50 kW	BOP-A
PV: 1-10 MW	BOP-A, BOP-B
Windkraftanlage: 1-5 MW	CAES, A-CAES, BOP-A, BOP-B
Windkraftanlage: 10-1.000 MW	CAES, A-CAES, BOP-B

Tabelle 2.6: Zuordnung CAES Speicher zu Energieerzeugern [VDI, 2009]

A-CAES könnten aber auch in kleinem Stil als USV-Anlagen eingesetzt (80 kW für 15 Minuten) werden. Die Luft wird dabei in Gasflaschen oder Druckbehältern bei 300 bar gespeichert. Ebenso könnten kleine Anlagen zur Speicherung und anschließender Energiebereitstellung für Spitzenlast, sowie als kurzfristig verfügbare Reserve dienen. Zum Ausgleich und der Verlagerung von Windspitzen bei Windparks könnten solche Anlagen sehr gut dem Fluktuationsausgleich dienen [UMSICHT, 2011, VDI, 2009]. Der Fokus liegt also eher auf einem Erzeugungsausgleich als auf Regelenergiebereitstellung [EA, 2011]. Zukünftig ist auch ein Einsatz zur Erbringung von Minutenregelreserve denkbar.

Standort und Potenziale

Anbieten würden sich diese Speicher aufgrund der geologischen Gegebenheiten in nordwesteuropäischen Küstengebieten sowie in Großbritannien, den Niederlanden und England. An der deutschen Küste würden sich Salzformationen zur Nutzung der Speicherung von Windenergie anbieten. Europäische Gebiete, in denen Salzkavernen vorzufinden sind, und sich daher für eine derartige Speicherung anbieten würden, sind in Abbildung 2.12 dargestellt.

Die Druckluftspeicherung in dafür geeigneten Behältern ist prinzipiell überall möglich. Je nach Technologie kommt es aber dafür zu einem verhältnismäßig großen finanziellen Aufwand [VDE1, 2008, BURKHARDT 2009].

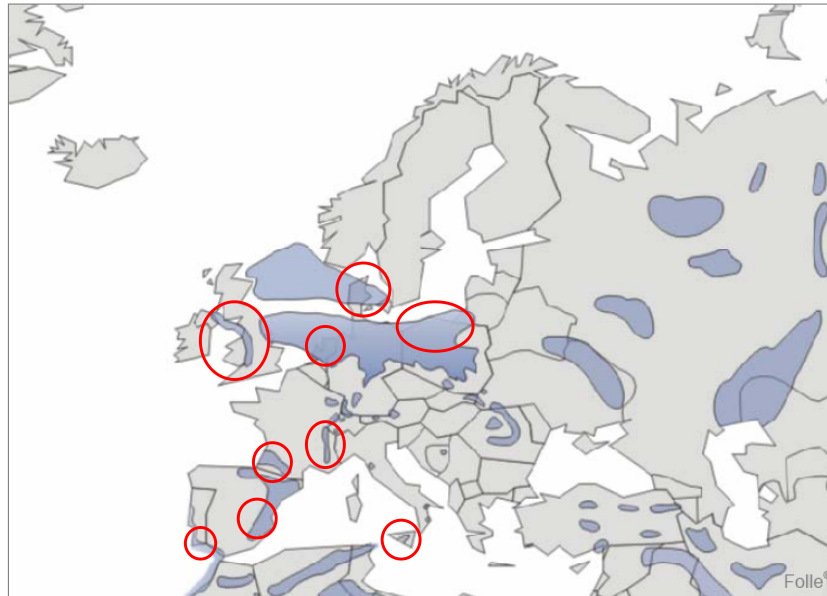


Abbildung 2.12: Gebiete in Europa, die sich zur Nutzung von Salzkavernen anbieten würden. Rot eingekreist sind windreiche Gebiete. [CALAMINUS, 2007]

Referenzanlage

Huntorf: [VDI, 2009, BURKHARDT 2009]

- seit 1978 in Betrieb; mehr als 8.300 Anlagenstarts in 30 Jahren
- zwischengekühlter Turbokompressor max. 46 - 72 bar
- Drucklufttank: Ausgesolte Salzkavernen mit 310.000 m³ bei 560 MWh elektrisch
- die elektrische Maschine wird als Generator und Motor eingesetzt.
- 60 MW Kompressor (8h Vollast) bzw. 321 MW Turbine für ca. 2 Stunden Vollastbetrieb
- Wirkungsgrad = 42 % bei einem Verhältnis von 1 kWh elektrischer zu 2 kWh thermischer Energie

- dient zur Bereitstellung von Blindleistung, Minutenreserve (mittlerweile selten wg. Wirkungsgrad) sowie zur Spannungs- und Frequenzstabilisierung.
- schwarzstartfähig

McIntosh: [VDI, 2009, BURKHARDT 2009, AEA, 2007]

- seit 1991 in Alabama USA
- 4-stufige Verdichtung 45-57 bar
- 570.000 m³ bei 2.640 MWh elektrischer Energiespeicherung (538.000 m³)
- 50 MW komp. (38 h Vollast) bzw. 110 MW exp. Erzeugung über 26 Std. (24 h)
- 54 % Zykluswirkungsgrad (0,69 kWh el. / 1,17 kWh th.)
- Luftvorwärmung reduziert den Brennstoffverbrauch um 25 %
- 400 €/kWh bei 65 Mio. \$ Investitionskosten

2.3.3 Redox-Flow-Batterie

Ergänzend zum Abschnitt 2.2.3 wird hier noch kurz auf konkrete Auswirkungen der Anlagenauslegung eingegangen. Prinzipiell ist die Konzentration der Elektrolytlösung ausschlaggebend für erreichbare Speicherkapazität bezogen auf das Volumen. Der Aufbau, die Strömungsverhältnisse, die Elektrodenoberfläche und die Diffusionsverhältnisse der Zelle bestimmen die erreichbare Leistungsfähigkeit. Die Zelle ist relativ komplex und daher auch teuer. Sie enthält auch die Sensoren (zur Überwachung von Durchfluss und Konzentration) und eine Steuerungseinrichtung. Diese Steuer- und Leistungselektronik wird u.a. zur Transformation von Wechsel- in Gleichspannung benötigt.

Der resultierende Stromfluss ergibt sich über Elektronen- bzw. eine H⁺-Ionen leitende Schicht, die Membran. Diese trennt die beiden Kreisläufe. Der Elektronenübergang findet an Elektroden, welche aus Graphit oder Kohlenstoff-Filz bestehen und als Katalysatoren fungieren, statt. Durch Ladung bzw. Entladung ändern sich, wie in einer Batterie, die Verhältnisse von geladenen/ungeladenen Teilchen. Durch Zusammenschalten mehrerer solcher Zellen erhält man Module und Stacks [VDI, 2009, IWES, 2010, JOANNEUM, 2012].

Nach einem Kaltstart liefert die Anlage typischerweise innerhalb von 10 Minuten elektrische Energie. Befindet sich die Batterie im „Standby-Betrieb“ so dauert dies weniger als 2 Minuten. Zu beachten sind jedoch auch gewisse Eigenheiten, die sich bei der Be- und Entladung ergeben. Die elektrische Mindestleistung einer Strömungsbatterie liegt bei 10 % der Nennleistung bei einem linearen Verlauf des Wirkungsgrads in Abhängigkeit des SOC (state of charge, Ladezustand). Je geringer der Speicherfüllstand bzw. SOC desto effizienter wird die Ladung [GRIMM, 2007]. Ein Überladen sollte allerdings vermieden werden, da dies schädlichen Einfluss auf den Elektrolyt haben kann. Entladen wird die Batterie üblicherweise über mehrere Stunden bzw. Tage, ebenso sind die Verhältnisse beim Laden. Dies ermöglicht u.a. die geringe Selbstentladungsrate [IEA, 2009].

Stand der Technik

Diese Technologie wurde bereits vor ca. 40 Jahren intensiv erforscht und entwickelt. Wichtigster kommerzieller Vertreter ist die Vanadium-Redox-Flow-Batterie [ISEA, 2012]. Diese Technologie wird auch von der österreichischen Firma cellcube bereits eingesetzt und ist in mehreren Anlagen im Betrieb [KELAG, 2013]. Wie auch bei anderen Batterietechnologien ergibt sich eine sehr kurze Anfahrzeit im ms-Bereich. Die notwendigen Bestandteile für den Betrieb einer solchen Anlage sind technisch ausgereift [DENA, 2008]. Die Materialien und Elektrolyte wurden in der Vergangenheit bereits wesentlich weiterentwickelt, um die Leistungs- und Energiedichte zu erhöhen [VDI, 2009]. Allerdings wird auf diesem Gebiet noch eingehend geforscht.

Man unterscheidet zwischen verschiedenen gängigen Typen. Dies bezieht sich auf die verwendeten Elemente für die Elektrolyte: Vanadium – Vanadium, Br_2 – Vanadium, Fe – Cr, Polysulfid – Br_2 . Am bekanntesten ist jedoch die Vanadium Zelle.

Vanadium-Vanadium VRB: [JOANNEUM, 2012, VDI, 2009]

- kommerziell eingesetztes Produkt, relativ weit entwickelt (Technologie aber noch nicht ausgereift) - derzeit die führende Technologie
- grav. Energiedichte: 15-25 Wh/kg; volumetrische Energiedichte: 20-35 Wh/l
- hohe Stromdichte (bis 800 A/m²)
- Vanadium fällt in der Eisenproduktion an und ist daher preiswert.
- keine Alterung

- Vanadiumverbindungen sind nicht wassergefährdend.
- Zyklenzahl bei 80 % Nennkapazität: 10.000 bis 20.000
- der Elektrolyt kann durch einen Recycling-Prozess regeneriert werden.
- keine strukturellen Änderungen durch Laden/ Entladen → lange Lebensdauer
- in Anlagen zur Speicherung von Windenergie bereits genutzt

Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad liegt bei 70 bis 85 % (90 % sind erreichbar mit speziellen Elektroden und Elektrolyten), wobei sich die Verluste der Umrichter auf 3 % belaufen. Bei Standard-Anlagen fallen weitere Verluste von 8 bis 15 % an, die durch die Pumpen verursacht werden [GRIMM, 2007, VDI, 2009, KEAR, 2011].

Vorteile

- hoher Wirkungsgrad
- geringe Kosten im Vergleich zu anderen elektrochemischen Speichern
- keine Auswirkungen durch Tiefentladen sowie schnelle Lade- Entladeänderungen
- kein Memory Effekt und keine Selbstentladung
- fast unbegrenzte Lebensdauer, je nach Wartungsintensität
- jederzeit kapazitiv ausbaubar bzw. beliebig skalierbar. Die dafür notwendigen großen Tanks sind relativ einfach zu bauen
- arbeitet bei Umgebungstemperatur
- nicht giftig/nicht gefährlich, auch bei Stromausfall
- Elektrolyte sind nicht brennbar
- Aufgrund der Dimensionierbarkeit der Anlage, ist dieser Speichertyp von kurzfristiger bis zu langfristiger Speicherung einsetzbar
- Standortunabhängigkeit
- hohe Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit

Nachteile

- Pumpen und Ventile stellen wartungsintensive Komponenten dar
- niedrige Energiedichte (bis zu 70 Wh/kg) im Vergleich zu anderen chemischen Speichern (z.B. Wasserstoff mit 33 kWh/kg)
- der Wirkungsgrad, ist je nach eingesetztem Typ, verhältnismäßig gering für elektrochemische Speicher.
- regelmäßige Wartungen sind notwendig
- die Membran wirkt lebensdauerbegrenzend, da diese altert und müsste anschließend ausgetauscht werden
- Ventile und Pumpen sind im Rahmen von Serviceintervallen zu warten

Kosten für Speicheranlage

Da noch vergleichsweise wenige Anlagen im Einsatz sind, ist eine detaillierte Angabe der Kosten schwierig. Recherchiert werden konnten Werte zwischen 70 bis 1.000 €/kWh (für Leistungsklassen von 100 kW bis MW). Kosten von 500 €/kWh scheinen aber durchaus erreichbar [IWES, 2010, KEAR, 2011]. Einen wesentlichen Kostenpunkt stellt die Zelle dar, in der der Ionenaustausch stattfindet, wodurch die leistungsspezifischen Investitionskosten noch relativ stark ins Gewicht fallen. Anlagen mit höherer Speicherkapazität erscheinen daher seitens der arbeitsspezifischen Kosten günstiger [VDI, 2009].

Einsatzmöglichkeiten

Generell sind diese Speicher auch gut geeignet für den großtechnischen Einsatz. Mittlerweile findet die Technologie Einsatz zur Netzstützung und Deckung der Spitzenlast in Umspannwerken, als USV für Produktionsstätten, zur Speicherung von Energie aus intermittierenden Energiequellen und in Inselnetzen. Des Weiteren zum Ausgleich und der Verlagerung von Windspitzen bei mittelgroßen Windparks von ca. 20 MW [UMSICHT, 2011]. Durch die große erreichbare Speicherkapazität sowie die geringe Selbstentladungsrate eignen sich solche Batterien vom technischen Standpunkt aus gesehen besonders zur Netzeinbindung erneuerbarer Energien. Ebenso für Anwendungsfälle, wie der Stabilisierung der Erzeugung von erneuerbaren Energien sowie zur Anpassung der tatsächlich gelieferten Leistung an den Fahrplan [CELLCUBE, 2012]. Daraus lässt sich

aber auch eine hohe Anforderung an die Leistungsgradienten ableiten. Dahingehend haben Untersuchungen der Power System R&D Laboratories ergeben, dass $\Delta P = 9$ MW (von -5 MW auf +4 MW) innerhalb von 170 msek problemlos realisierbar sind. Daraus kann man ableiten, dass prinzipiell eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt in allen Bereichen möglich wäre, sofern die vom Markt geforderten Leistungsbereiche mit der jeweiligen Anlage erreicht werden. Gute Resultate wurden auch für den Anwendungsfall des Kappens von Lastspitzen im Industriebetrieb erzielt. Ein weiterer wesentlicher Punkt könnte der Einsatz von Elektrofahrzeugen sein, da es punktuell zu sehr großen Leistungsentnahmen kommen kann, so z.B in Parkhäusern. Denkbar sind auch 300 MW Speicher an Knotenpunkten [KELAG, 2013].

Für den Einsatz als Wochen und Monatsspeicher sind Redox-Flow Batterien derzeit noch zu teuer. Die dafür notwendigen Tanks und die höhere Menge des Elektrolyts rufen hohe Kosten hervor, welche sich bei einer daraus folgenden geringen Zyklenanzahl kaum amortisieren. Daher ist hier noch Forschung und Weiterentwicklung wesentlich, auch um höhere Energie-Leistungsverhältnisse zu erreichen [ISEA, 2012].

Standort und Potenziale

Die Standort-Flexibilität stellt einen wesentlichen Vorteil dieser Technologie dar, da sie praktisch überall eingesetzt werden kann. Außerdem ist das System, je nach Ausführung, transportabel und skalierbar. Die im Einsatz befindlichen Substanzen sind unkritisch und es entstehen keine Emissionen und Abfallprodukte.

Referenzanlage:

Mittlerweile hat auch der kommerzielle Vertrieb von Vanadium-Redox-Flow-Batterien außerhalb von Japan begonnen. Beim sogenannten CellCube handelt es sich um eine Redox-Flow-Großbatterie welche auf Vanadium basiert. Derzeit sind 2 Typen von Anlagen am Markt: FB 10-100 & FB 200-400. Der FB 10-100 hat eine Lade-/Entladeleistung von 10 kW bei einer Kapazität von 100 kWh. Dabei wird ein Wirkungsgrad von bis zu 80 % erreicht. Der größere und leistungsstärkere Typ hat bei einer Lade-/Entladeleistung von 200 kW eine Speicherkapazität von 400 kWh. Der Wirkungsgrad liegt hierbei bei 70 % [CELLCUBE, 2012]. Für diesen konkreten Speicher wird eine Lebensdauer von 20 Jahren garantiert. In Europa kommt z.B. in Italien eine Anlage mit 1,6 MW zum Einsatz. Dort nutzt ein Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit zur Zwischenspeicherung, da dort die Netzauslegung bzw. Trafoleistung nicht ausreichen, um die Spitzenleistung der

installierten PV-Anlagen aufzunehmen [KELAG, 2013]. Aber auch andere Hersteller wie AEG und Siemens (Siestorage) haben diese Technologie bereits in ihrem Angebot. Auch die EVN (Niederösterreich) untersucht in einer Versuchsanlage die Einbindung des CellCube in das vorhandene Netz in Verbindung mit PV und Windenergie, um die Einspeisung dieser Einheiten planbarer zu machen. Außerdem soll damit eine Potenzial- und Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt werden.

Diese Technologie ist außerhalb von Europa bereits häufig im Einsatz.

In Japan und den USA sind bereits mehrere Anlagen in einer Größenordnung von einigen 100 kW in Betrieb zu finden [IWES, 2010, ISEA, 2012, IEA, 2009, AEA, 2007] [SKYLLAS, 2009]:

- 1.5 MW Anlage in einer Halbleiterfabrik in Japan als USV
- 275 kW Anlage in Japan zum Lastausgleich bei einem Windpark (Tomamae Windpark, Hills of Hokkaido)
- 2 MW, 12 MWh Irland - Sorne Hill Windpark. Kosten: mehr als 6 Mio. €
- 4 MW, 6 MWh Anlage für die Subaru Windfarm auf Hokkaido/Japan
- 2 MW, 8 MWh Anlage in China von Prudent seit 2012

3 Vergleich der Speichertechnologien

In diesem Kapitel werden die technologiespezifischen Größen, welche Einfluss auf den Betrieb und damit dem erreichbaren Wertschöpfungspotenzial haben, ausgearbeitet. Aufgrund der hier aufgezeigten Unterschiede wird deutlich, dass ein direkter Vergleich nur teilweise möglich ist. Dies hängt insbesondere damit zusammen, dass hinsichtlich einem marktgeführten Betrieb die Anlagen im Detail optimiert werden müssen. Eine dahingehende Auslegung gestaltet sich aber schwierig, weil derzeit die durchschnittlichen Preisspreads (Preisdifferenzen) vergleichsweise gering sind und zukünftige Entwicklungen am Markt schwer einzuschätzen sind. Es ist deshalb prinzipiell zu überlegen, inwieweit ein marktgeführter Einsatz sinnvoll ist bzw. ob andere Einsatzziele denkbar wären. Daher wird speziell für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung konkreter auf die Rahmenbedingungen, die eine solche Speicheranlage erfüllen muss, eingegangen, um über die errechneten Größenordnungen einen quantitativen Vergleich zu erbringen. Würde man einen direkten Vergleich von Kennzahlen, wie Wirkungsgrad, Speicherkapazität und spezifischer Kosten anstreben, so müssten jeweils gleiche Ausgangsszenarien geschaffen werden, was aber beispielsweise bei einem Vergleich von Redox-Flow-Speichern mit Pumpspeichern nicht zielführend ist. Im konkreten Fall ist es hier u.a. die Speicherkapazität, welche nicht in einem sinnvollen Rahmen, ohne einem extremen Anstieg der Investitionskosten, angeglichen werden kann. Bei einem Pumpspeicher verhält sich dies wiederum genau umgekehrt.

Der Elektrizitätsmarkt an sich befindet sich derzeit in einer speziellen Situation aufgrund der vermehrten Einspeisung fluktuierender Energieerzeuger und der gewährten Einspeisevergütung. Würde man anhand der Marktpreise versuchen auf eine Notwendigkeit der Speicherung zu schließen, so würde dies den tatsächlichen Bedarf nicht widerspiegeln. Einfluss auf den wirtschaftlichen Einsatz von Speicheranlagen haben auch die europaweit uneinheitlichen Netzentgelte. Eine weitere Schwierigkeit besteht auch darin, dass sich zwei der beschriebenen Speichertechnologien (A-CAES und Redox-Flow-Batterien) noch weitgehend in der Entwicklung befinden und noch nicht als „seriengefertigte“ Groß-

speicheranlagen eingesetzt werden.

Auf die marktrelevanten Einflüsse wird im Kapitel 4 noch genauer eingegangen. Ziel ist es hier die Verhältnisse der Technologien in gegenüberstellender Weise darzulegen und Erfordernisse aufzuzeigen, welche erfüllt sein müssen, um einen sinnvollen Speichereinsatz der jeweiligen Technologien zu ermöglichen.

Wesentlich für eine allgemeine Betrachtung von Speichertechnologien sind auf jeden Fall die Kenngrößen der kalendarischen Lebensdauer, die mögliche Zyklenanzahl, der Wirkungsgrad und die spezifischen Investitionskosten. In weiterer Folge sind natürlich auch die Ausbaupotenziale maßgebend, die für eine Realisierung der Speicher vorhanden sein müssen.

Unterschieden werden muss u.a. zwischen dem Einsatz als dezentraler (bis einige MW) und zentraler (höhere Spannungsebene) Energiespeicher. Dezentrale Energiespeicher werden in Zukunft vermutlich eine wichtige Rolle spielen und derzeit immer mehr zum Thema, mit dem sich Erzeuger sowie Netzbetreiber befassen. Hinsichtlich regionaler Versorgungsaufgaben werden sie dazu dienen, in konkreten Bedarfsfällen Netzengpässe zu vermeiden, Versorgungssicherheit zu gewährleisten oder auch zur Deckung des Eigenbedarfs dienen [IWES, 2010].

Als dezentrale Speichereinheiten können eher Redox-Flow Batterien und adiabate Druckluftspeicher gesehen werden, da eine kompakte Bauweise in dafür geeigneten Leistungsbereichen (kW bis einige MW) problemlos realisierbar ist. Pumpspeicheranlagen sind prädestiniert für den zentralen Einsatz und hauptsächlich abhängig vom Einsatzort und den dort vorliegenden geodätischen Verhältnissen.

3.1 Technische Beurteilung

Zur technischen Beurteilung ist es notwendig die vergleichbaren Kenngrößen zu nennen und gegenüberzustellen. Ebenso sind Eigenschaften, welche Grenzen der jeweiligen Technologien darstellen, aufzuzeigen, da diese Faktoren eine wesentliche Rolle spielen. In einem weiteren Schritt sollen mögliche Verbesserungspotenziale ausgearbeitet werden. Gerade dahingehend kann sich eine Chance für CAES sowie Redox-Flow-Speicher ergeben, da diese noch bei weitem nicht den Entwicklungsstand erreicht haben wie PSKW.

3.1.1 Kenngrößen und Vergleichskriterien zur Bewertung von Speichern

- Speicherkapazität/-inhalt in Wh
- Energiedichte Wh/kg bzw. Wh/l und Leistungsdichte W/kg oder W/l
- Speicherleistung für Lade-/Entladevorgang in W (Lade-/ Entladeleistung)
- Wirkungsgrad (bzw. Nutzungsgrad) für Lade-/Entladevorgang
- Verluste bzw. Selbstentladung
- Zugriffszeit bis die gewünschte Leistung abgerufen werden kann
- Leistungsgradient: Wie schnell kann die Leistungsabgabe variieren in W/s
- mögliche Be- und Entladezeiten
- Lebensdauer und Zyklenlebensdauer (Zahl der Zyklen bis 80 % Nennkapazität) und kalendarische Lebensdauer
- mögliche Entladetiefe

In der Tabelle 3.1 sind Kennwerte der drei verschiedenen Technologien gegenübergestellt, um die Verhältnisse besser darzustellen. Dadurch wird ersichtlich, wo die Vorteile der einzelnen Technologien liegen.

PSKW bieten dahingehend einen Vorteil, dass es sich um eine bereits etablierte Technologie handelt und große Lade- und Entladeleistungen ohne weiteres realisiert werden können. Je nach Standort sind auch sehr große Speicherkapazitäten realisierbar. Wobei mittlerweile die geeigneten Standorte auch aufgrund von Umweltauflagen schwierig zu finden sind bzw. nur mit verhältnismäßig großen Investitionen umgesetzt werden können.

Für die **Duckluftspeicherung** ergibt sich das bereits beschriebene Problem, dass Kompressoren und Turbinen in der erforderlichen Leistungsklasse noch nicht Stand der Technik sind. Die maximale Speicherkapazität ist wiederum abhängig vom Standort, d.h. der

	PSKW	CAES	A-CAES*	Redox-Flow
Leistung	20 - 1.000 MW	10 - 1.000 MW	10 - 1.000 MW	10 kW - 10 MW
Energiedichte in kWh/m ³	1,1 (1to; 400m)	2	2,5 - 10	20 - 35
spez. Leistung	-	-	-	15-35 Wh/kg
typ. Speicherkap. in MWh	500-600.000	200-3.000	3.000	0,4 - 6
Speicher in m ³	bis 200 Mio.	300.000-700.000	#	200 bei 5 MWh
Fallhöhe	70 - 1.000 m	-	-	-
Zyklusnutzungsgrad	bis ca. 80 %	bis 55 %	bis 70 %	70 - 85 %
Selbstentladung	0,005-0,02 % / Tag	-	0,5 % / Tag	< 1 % / a
Zugriffszeit	< 5 min	Minuten	< 15 min.	< 200 ms
Lebensdauer/Zykluszahl	60 - 80 Jahre	40 Jahre/10.000	20 - 40 Jahre	> 20.000
Entladetiefe	80-100 %	100 %	betriebsbereichsabh.	100 %
Vorteile	Nutzungsgrad	viele Standorte möglich	Entwicklungs-potenzial	„Recyclebarkeit“
Nachteile	standortabhängig, limitiertes Ausbaupot.	Kombination mit Gasturb. mögl.	noch nicht ausgereift	hohe Kosten
Haupteinsatzbereich	Regelleistung, Peak-Shaving, schwarzstartf.	Regelleistung, Einspeiseglät-tung, schwarzstartf.	Regelleistung, Peak-Shaving	ideal für Ein-speiseglättung, ansonsten überall einsetzbar
Marktstadium	bereits im Einsatz	marktreif	Forschung	einige Anlagen in Betrieb
* da noch keine Referenzanlage in Betrieb, handelt es sich um Richtwerte				
# von der Auslegung des Wärmespeichers abhängig				

Tabelle 3.1: Zusammenfassung der Kenngrößen der ausgewählten Technologien [BMU, 2007] [KELAG, 2013, VDI, 2009, KEAR, 2011, UMSICHT, 2011]

Kavernengröße. Bei adiabaten CAES stellt der Wärmespeicher eine wesentliche Komponente dar, welche auch beträchtliche Auswirkungen auf die spezifischen Investitionskosten hat. Zu berücksichtigen ist hier, dass auch hinsichtlich der notwendigen Wärmespeicherung noch großes Potenzial für die Weiterentwicklung besteht und dies auch die Investitionskosten für Wärmespeicher maßgeblich beeinflussen kann.

In weiterer Folge beziehen sich die Überlegungen hinsichtlich Druckluftspeicherung immer auf die adiabate Technologie, da eine zukünftige diabate Speicherung aufgrund der geringen Wirkungsgrade nicht zielführend erscheint.

Positiv stellt sich bei der **Redox-Flow-Technik** die Speicherdichte dar. Durch intensive Entwicklung auf diesem Gebiet sollten dort auch weitere wichtige Fortschritte erzielt werden. Da die Lade- und Entladeleistung unabhängig von der Speicherkapazität skaliert werden kann, ist eine ideale Abstimmung auf den vorhergesehenen Einsatzbereich ohne weiteres möglich. Gerade im Hinblick auf die Verlagerung von Leistungs- und Lastspitzen könnte diese Technologie interessant sein.

Hinsichtlich der zu erwartenden Lebensdauer und der damit verbundenen erreichbaren Zyklenzahl sind die Pumpspeicher unangefochten. Allerdings wird bei der Redox-Flow-Batterie bereits von einer möglichen Zyklenanzahl > 20.000 ausgegangen und das, obwohl sich dieses Verfahren noch eher am Anfang der Entwicklung befindet. Bei der adiabaten Druckluftspeicherung wird die erreichbare Lebensdauer eher davon abhängig sein, inwieweit die thermodynamischen Auswirkungen auf die von der Kompression betroffenen Anlagenteile lebensdauerermindernd wirken.

Geeignet sind aufgrund des hohen Energieinhalts alle ausgewählten Technologien für „Peak-shaving“ oder zum Tageslastausgleich bzw. zur Einspeiseglättung (Redox-Flow). Zur Speicherung über Tage hinweg eignen sich insbesondere PSKW und Druckluftspeicher. Allerdings sind die derzeit installierten Kapazitäten z.B. in Deutschland bei weitem nicht ausreichend für einen längerfristigen Ausgleich (Woche/Monat/Saison). Laut Dena und IWES wären gerade für Wochen- und Monatsspeicher adiabate Druckluftspeicherkraftwerke interessant und sollten daher auch an den Markt herangeführt werden [AEA, 2010, DENA, 2010, UMSICHT, 2011].

Aufgrund der Erbringung von Systemdienstleistungen wie Regelleistung, Spannungshaltung und Schwarzstartfähigkeit kommt den genannten Speichern hinsichtlich der Ver-

sorgungszuverlässigkeit eine wichtige Funktion zu [IWES, 2010]. Dies ermöglicht auch einen Netzwiederaufbau bzw. auch einen Inselbetrieb.

Mit Redox-Flow-Batterien können alle Regelleistungsbereiche (Primär-, Sekundärregelung und Minutenreserve) abgedeckt werden. PSKW dienen zur Bereitstellung von Sekundärregelung und Minutenreserve. Gegenüber Druckluftspeichern kann die Leistung beim PSKW schneller abgerufen werden [IWES, 2010]. Bei adiabaten Druckluftspeichern ist zwar ein Tageslastausgleich möglich, allerdings ist dieser nicht für schnelle Leistungsabgaben geeignet. Dies ist abhängig vom verwendeten Wärmespeichersystem, da der Wärmeübergang nicht beliebig schnell möglich ist [OERTEL 2008]. Hinsichtlich der erreichbaren Dynamik bringen auch Redox-Flow-Speicher sehr gute Eigenschaften mit sich und erreichen Reaktionszeiten von nur wenigen ms. Allerdings ist die Selbstentladung im „Cold-Standby-Betrieb“ (< 300 W bei 200 kW Nennleistung) etwas größer. Die Selbstentladung des Elektrolyten im Tank wird allerdings mit < 1 % pro Jahr angegeben [KELAG, 2013].

PSKW bestehen durch ihre Leistungsgradienten von mehreren 100 MW/min, das entspricht ca. 2 % der Nennleistung pro Sekunde (zum Vergleich: Gasturb. und thermische KW haben einen Leistungsgradienten von 3 bis 6 % pro Minute). Befinden sich CAES und PSKW im Stillstand und werden nicht als rotierende Reserve vorgehalten, so benötigen diese wenige Minuten um voll anzufahren. Allerdings gibt es Bestrebungen auch dahingehend bei PSKW noch Verbesserungen zu erzielen [HUBER, 2010, AEA, 2010].

Druckluftspeicher sind prinzipiell, wie PSKW, für einen reinen Blindleistungsbetrieb geeignet, allerdings müssen bei Druckluftspeichern der Generator und der Kompressor dazu geeignet gekoppelt werden [DENA, 2010]. Eine Blindleistungsbereitstellung kann auch mit Redox-Flow Speichern aufgrund der Wechselrichtereinheit problemlos realisiert werden.

3.1.2 Entwicklungspotenziale der Technologien

Aufgrund der derzeitigen Veränderungen am Elektrizitätsmarkt sowie zukünftig zu erwartenden Anforderungen stellen weitere Verbesserungsmöglichkeiten der Speichertechnologien eine wesentliche Grundlage dar, um an Relevanz für einen wirtschaftlichen Einsatz zu gewinnen. Gerade im Hinblick auf die adiabaten Druckluftspeicher und die Redox-Flow Batterie sind Weiterentwicklungen betreffend der Zyklenlebensdauer, Be-

ständigkeit und der Effizienz von wesentlicher Bedeutung. Daher soll in diesem Abschnitt auf die möglichen diesbezüglichen Bestrebungen eingegangen werden.

PSKW

Aufgrund des intensiven Einsatzes ist diese Technik bereits sehr ausgereift und lässt daher nur sehr kleine Fortschritte zu. Das Hauptaugenmerk der derzeitigen Entwicklung liegt auf der Verbesserung und Upgrades der Anlagen [NEUPERT, 2008]. Ein vollständiger Neubau von Anlagen wäre meist teuer und mit genehmigungsrechtlichen Schwierigkeiten verbunden. Daher konzentriert man sich auf eine Erweiterung bestehender Speicherkraftwerke.

Beispiele dafür sind der Zubau einer Pumpe (Limberg 2 x 240 MW), die Verbindung mehrerer Speicherseen, Zubau von Oberwasserbecken und Nutzung von Flüssen als Unterwasserbecken (wie im geplanten PSKW Riedl). Ebenso ist die umgekehrte Variante durch Nutzung des Flusses als Oberwasserbecken und einem unterirdischen Unterwasserbecken bei geeigneten geologischen Formationen denkbar [JOANNEUM, 2012].

Konkrete Entwicklungsbereiche sind derzeit [VEOE, 2008]:

- bauliche Verbesserungen: Stauzielerhöhung (Fallhöhe und Volumen) ist relativ einfach realisierbar sofern Umweltauflagen dies zulassen, Verbesserung der Zu- und Abströmung sowie die Optimierung der Triebwasserwege [ZENZ, 2012]:
 - Drosseldesign (um Drosselverluste zu verringern)
 - Anschluss des Steigschachts
 - Übergänge der verschiedenen Kammern des Wasserschlosses
 - Be- und Entlüftungseinrichtungen (Entleerungsverhalten)
- maschinelle Maßnahmen:
 - Restwassernutzung
 - größere Maschinen und höherer Durchfluss
 - neue Maschinen und Generatoren
 - Optimierung einzelner Anlagenteile zur Verbesserung des Wirkungsgrades sowie des Teillastwirkungsgrades und damit der Gesamteffizienz
 - Ermöglichung steiler Lastgradienten
 - flexible Pumpenleistung

- betriebliche Änderungen: Optimierung der Fahrweise. Dies kann u.a. auch durch die oben angeführten Punkte ermöglicht werden.

Optimierungspotenzial liegt des Weiteren in den Lastgradienten der Langzeitspeicher. Diese setzen meist reversible Pumpturbinen ein. Fokus liegt dabei auf schnellem, dynamischem Ansprechverhalten, um damit auf zukünftige Preisänderungen reagieren zu können [OGE, 2013]:

- flacher Wirkungsgradverlauf bei veränderlicher Fallhöhe (bei großen Änderungen im Vergleich zur Gesamtfallhöhe z.B.: 30 % Variation)
- Regelung der Pumpenleistung (fallhöhenabhängig)
- größere Betriebsbereiche bezogen auf die Leistung
- durch Vollumrichter wird ein hohes Drehzahlregelband bei schnellen Gradienten möglich. Somit kann eine beliebige Last bzw. Erzeugung eingestellt werden.

Eine Drehzahlregelung kann auch durch doppelt gespeiste Asynchrongeneratoren, wie sie z.B. im PSKW Goldisthal zum Einsatz kommen, realisiert werden.

Umrichter ermöglichen ein Anfahren im Pumpbetrieb. Die dadurch erzielbaren Wirkungsgradsteigerungen liegen im Bereich $> 1 \%$, was andererseits auch wiederum mit Zusatzkosten verbunden ist. Ebenso sind 2-stufige reversible Pumpturbinen in Entwicklung, mit welchen Fallhöhen bis 1.200 m realisiert werden können und das bei höherem Wirkungsgrad und geringerer Beanspruchung [EA, 2011].

Aufgrund der beschriebenen Standortproblematiken arbeitet man auch an verschiedenen Konzepten, welche von den bisher realisierten Anlagentypen abweichen. Diese sollen der Vollständigkeit halber an dieser Stelle kurz erwähnt werden. Allerdings sind die Investitionskosten von diesen Konzepten noch deutlich höher als bei konventionellen Anlagen [NEUPERT, 2008].

Unterirdische PSKW:

Bei dieser Umsetzungsvariante sollte sich das Unterbecken in einem ehemaligen Bergwerk oder künstlich geschaffenen Hohlräumen. Das Oberwasserbecken könnte ein natürlicher See (oder auch ein Ozean) sein [JOANNEUM, 2012, IEA, 2009]. Ebenso gibt es Ideen dahingehend Grundwasser zu nutzen. Dadurch wären viele weitere Standorte möglich.

Ringwallspeicher:

Diese Idee (Patent Dr. Matthias Popp) würde ein PSKW im Flachland ermöglichen. Bei der Realisierung des sog. Kegelringspeichers würde sich das Oberbecken, umgeben von einem kreisförmigen Ringwall, in der Mitte befinden. Außerhalb des Ringwalls wäre das ebenfalls kreisförmige Unterwasserbecken angeordnet, das den Ringwall umgibt. Aufgrund der verhältnismäßig geringen Höhendifferenz wäre natürlich eine relativ große Fläche dafür erforderlich. Je größer die Pegelschwankungen realisiert werden, umso geringer wäre der Flächenbedarf. Eine Überlegung dazu wäre, diese Speicher an Orten, wo bereits Tagebaustätten vorhanden sind, mit geringerem Aufwand zu errichten [POPP, 2010].

Meerwasser PSKW:

Eine Strategie bei den Bemühungen geht in Richtung Salzwassernutzung. Insbesondere in Japan arbeitet man daran diese Technologie in Küstennähe zum Einsatz zu bringen [JOANNEUM, 2012]. Allerdings müssen auch dafür die geografischen und geologischen Bedingungen passen, um eine Realisierung prinzipiell zu ermöglichen. Als Voraussetzung dafür müssen Orte gefunden werden, an denen es möglich ist, ein Oberbecken mit entsprechendem Volumen zu bauen. Hier spielt auch das Gelände unter Wasser eine Rolle. In Betrieb befindliche Meerwasser-PSKW gibt es mittlerweile in Japan.

In diesem Zusammenhang gibt es auch Überlegungen PSKW in Form von Kugelspeichern am Meeresgrund zu betreiben. Dabei dienen die am Meeresgrund verankerten Hohlkugeln (mit einem Durchmesser von 30 m d.h. einem Volumen von 1.767 m^3) als unteres Speicherbecken, das Meer selbst als oberes Speicherbecken. Diese Idee zielt auf einen Tag-Nacht-Zyklus ab. Dieser Ansatz wird im Projekt „StEnSEA“ derzeit untersucht. Allerdings stellen die Konstruktion der Kugeln sowie der Transport wesentliche Hürden dar. Notwendig ist es natürlich auch dementsprechende Wassertiefen vorzufinden, um mit hunderten Kugeln die notwendigen Speicherkapazitäten zu erreichen (vgl. dazu Abbildung 2.6). Im Betrieb entsteht in der Kugel beim „Einspeichern“, also beim Auspumpen, ein Vakuum (wobei Wasser verdunstet und das verbleibende Wasser abgekühlt wird), beim Abruf der Energie wird die Kugel geflutet [ENERGIESPEICHER, 2014].

CAES

Je nach den vorherrschenden Rahmenbedingungen muss die am besten geeignete Technologie zum Einsatz kommen. Anschließend lassen sich dann die Parameter wie Druckverhältnis (geladen/entladen), Temperatur und Volumen anpassen. Diese haben direkten Einfluss auf die Speicherdichte und -kapazität, die Maximaltemperatur, die Speicher-

dauer und den Wirkungsgrad. Üblicherweise sinkt (abhängig von der Technologie) der Wirkungsgrad der Turbine bei fallendem Druck. Daher gilt es dafür ebenfalls ein anlagenspezifisches Optimum zu finden. Es ist zu erkennen, dass der Wirkungsgrad insbesondere von der Betriebsweise abhängig ist. Das Anlagendesign spielt auch hinsichtlich der Rohrleitungen eine Rolle, da Druckverluste aufgrund von Leitungslängen eine Wirkungsgradminderung hervorrufen [BURKHARDT 2009].

Wird für den erforderlichen **Wärmespeicher** ein Feststoffspeicher eingesetzt, so könnte man häufig Naturstein, Keramik, Beton oder Gusseisen dazu verwenden; bei Flüssigkeitsspeichern Mineralöle und Nitratsalzlösungen. Indirekte Wärmespeicher arbeiten mit Wärmetauschern und sind mit liquiden Speichermitteln ausgestattet. Erfahrungen gibt es aus der Solarthermie, wo Wärme in flüssigen Salzen gespeichert wird (bis ca. 400 °C). Die Anforderungen dafür sind folgende [JOANNEUM, 2012]:

- günstige Hochtemperaturwärmespeicher (druckfest und abrasiv)
- hohe Speicherfähigkeit ca. 2.500 MWh thermisch
- hohe Wärmeentnahmeraten bis zu 300 MW thermisch
- sehr gute Wärmeübertragung zum Wärmespeicher bzw. Arbeitsmedium, um Verluste zu vermeiden
- große Temperaturen müssen ermöglicht werden bis 600 °C
- ein Entladezyklus sollte innerhalb von 4 bis 12 Stunden möglich sein

Direkte Wärmespeicher sind auch denkbar, allerdings sind dafür großvolumige Druckbehälter notwendig. Die Wärmeenergie wird dabei im Arbeitsmedium, innerhalb des Druckbehälters gespeichert. In der industriellen Anwendung sind jedoch kaum derartige Speicher verfügbar. Generell sind neue Anlagenkonzepte (Verdichter/Turbine) notwendig, da die derzeit für industrielle Zwecke eingesetzten Anlagen den Anforderungen nicht entsprechen [BURKHARDT 2009, JOANNEUM, 2012].

Kompressoren müssen einer Temperatur von 650°C und Drücken von bis 500 bar standhalten. Diese Entwicklung wird auch einen sehr wesentlichen weiteren Schritt darstellen. Die Anforderungen dafür sind [BURKHARDT 2009, JOANNEUM, 2012]:

- adiabate Kompression soll ermöglicht werden, welche hinsichtlich Material und Rotordynamik robust genug ist.

- hohe Drücke und Temperaturen in den letzten Stufen
- hohe Gradienten
- hoher Wirkungsgrad
- kurze Anfahrzeit - Probleme hinsichtlich Temperaturbeständigkeit

Als Alternativen könnten hydrostatische Motoren und Pumpen zum Einsatz kommen. Diese sind aber auf eine gewisse Leistung begrenzt. Durch Zu- und Wegschalten mehrerer Motoren bzw. Pumpen wird eine Variation der Leistung möglich, wobei als ein Vorteil der gute Wirkungsgrad zu nennen ist [CYPHELLY, 2004].

Als Anforderungen an die **Turbine** können folgende Punkte genannt werden:

- bis 300 MW notwendig
- Lastbereich von 40 % aufwärts
- große Temperaturgradienten
- hohe Temperaturbeständigkeit
- Schnellstartfähigkeit

Derzeitige Entwicklungsarbeiten beschäftigen sich damit, die auftretende Temperaturen und Drücke zu beherrschen sowie eine Turbinenregelung zu realisieren (z.B. durch verstellbare Schaufeln). Durch eine Vorwärmung wird darauf abgezielt eine Schnellstartfähigkeit zu ermöglichen.

Die **Kaverne** zur Druckluftspeicherung muss druckstabil sein, geringe Verluste aufweisen und mit geringen Kosten (Bauzeit) verbunden sein. Zur Nutzung als Kaverne bieten sich Salzstöcke, geschlossene Minen, ausgebeutete Gasfelder sowie Bergwerke und Aquiferstrukturen an. Typischerweise werden für Karvernen Dimensionen von 300.000 - 700.000 m³ bei einer Tiefe von 600 - 1.800 m und einem Druck bis zu 200 bar in Abhängigkeit der Tiefe angestrebt [BURKHARDT 2009]. Zu berücksichtigen ist allerdings, dass Kavernen auch zur Speicherung von Gas und Erdöl genutzt werden können. Somit kann nur begrenzt auf mögliche Standorte zurückgegriffen werden, da u.U. bereits Pläne für eine anderweitige Nutzung vorliegen.

Auch für diese Technologie gibt es Ansätze, die von den typischen Entwicklungen und Projekten abweichen:

Luftgefüllte Unterwasserballons:

Prof. Seamus Garvey von der University of Nottingham forscht an luftgefüllten Wasserballonen (www.thin-red-line.com/projects.html), welche in einer Tiefe von bis zu 600 m installiert werden sollen und je 70 MWh Speicherkapazität erreichen könnten. Ein leerer Ballon wird mit Hilfe eines Gewichtes am Boden versenkt bzw. verankert. Zur Einspeicherung wird der Ballon mit Luft gefüllt und kann sich unter einem Gegendruck bis 70 bar bis zu einem Durchmesser von 20 m dehnen. Vorteilhaft stellt sich das Prinzip dar, da der Druck unabhängig vom Speicherfüllstand unverändert bleibt. Komplizierter stellt sich hingegen die Wärmespeicherung dar. Diese sollte durch 9-lagige Außenschichten bewerkstelligt werden, welche unterschiedliche Fluide als Isolation bzw. Wärmespeicher nutzen. Im äußeren Bereich sollte Salzwasser zum Einsatz kommen, die mittleren drei Schichten würden spezielle Materialien in Verbindung mit Mineralölen (bis 250°C) nutzen. Die innersten drei Schichten mit Temperaturen bis 450°C beinhalten flüssige Salze als Wärmespeicher. Aufwändig gestalten sich die Zuleitungen für die elektrische Speisung und die Versorgung mit Luft. Letztendlich sollten damit Wirkungsgrade von mehr als 85 % erreicht werden. Ein Vorteil dieser Technologie wäre, dass die in Off-Shore-Windparks erzeugte Energie vor Ort gespeichert werden könnte. Das Projekt wird u.a. von der eon AG unterstützt. Vielversprechend erscheinen diese Überlegungen, welche noch in Prototypanlagen umgesetzt werden deshalb, weil das Konzept reaktiv einfach ist und daher auch kostengünstig (bei entsprechender Stückzahl) realisiert werden könnte [GARVEY, 2011].

Redox-Flow

Die Hauptmärkte und Entwicklungsaktivitäten lagen bis heute vorwiegend in den USA, Kanada, Australien, Italien und Japan. Durch neuartige Elektrolytmischungen können höhere Konzentrationen der Redoxpaare erreicht werden, womit sich die Energiedichte um den Faktor 2 erhöhen lässt [VDI, 2009]. Derzeitiges Verbesserungspotenzial dieser Speichertechnologie besteht in der [JOANNEUM, 2012, SHIBATA, 2013, KEAR, 2011] :

- Erhöhung der Zyklenzahl
- Steigerung der Energiespeicherdichte

- Verbesserung des Zellendesigns (seriell/parallel durchströmte Einzelzellen) um gleichmäßigere Strömungsverhältnisse zu erreichen. In großen Systemen muss dies verbessert werden, da Nebenströme zu einer Verringerung des Speicherwirkungsgrades führen. Ebenso könnte es dadurch zur Gasbildung und einer daraus resultierenden Zerstörung der Zelle kommen.
- Optimierung des Ionentransportes durch die Membran sowie die Reduzierung der Kosten für die Membran
- Beibehaltung der Konzentration der Redoxpaare über die Lebensdauer und Vermeidung von chemischen Veränderungen des Elektrolyts
- Reduktion der Systemkosten
- Stabilisierung der Elektrolyte sowie deren Wiederaufbereitung
- Verbesserungen der Langzeitstabilität der Anlagen
- Verbesserung der Reaktivierung der Elektroden nach längeren Stillstandszeiten
- Vermeidung der Bildung von Gasen

Hinsichtlich der zu erwartenden Skaleneffekte ist man sehr zuversichtlich. Große Entwicklungsfortschritte werden auch hinsichtlich der anderen Technologien auf Redox-Flow Basis erwartet. Insbesondere sind diese:

Vanadium-Brom Redox-Flow-Zelle:

- doppelte Energiedichte im Vergleich zur Vanadium-Vanadium Zelle ist theoretisch erreichbar, 25-50 Wh/kg (derzeit 25 % Elektrolyt-Reduktion möglich)
- Erzielung eines größeren Arbeitsbereichs hinsichtlich Temperatur
- die Funktion ist in Labors bereits nachgewiesen

Polysulfid-Brom Redox-Flow-Zelle:

- Elektrolyte sind wasserlöslich und preiswert
- toxikologisch unbedenklich
- hohe Stromdichte 600 A/m² und hohe Zellenspannung

- Pilotanlage mit 1 MW in Wales ist bereits installiert

Weiters gibt es auch noch sog. Hybrid-Flow Batterien, Zink-Brom und Cer-Zink, an denen intensiv geforscht wird. Um die Entwicklung der Anlagen schneller voranzutreiben, wird auch an mathematischen Modellen gearbeitet, welche herangezogen werden, um die realen Tests zu verkürzen bzw. bessere Aussagen über die Auswirkungen der getesteten Neuerungen machen zu können [KEAR, 2011].

Unproblematisch stellt sich die Deckung des Vanadium-Bedarfs dar. Bekannt wurde Vanadium hauptsächlich durch vanadiumhaltigen Stahl. Große Vorkommen von Vanadium-Quellen gibt es in Südafrika (in Erzen bis zu 1,7 %), China und im Gebiet von Turkestan. Auch in Nordamerika und Australien, wo vanadiumhaltiger Ölschiefer und Teersande lagern. Ebenso kommt es in Erdöl mit bis zu 0,1 % vor. Ein weiterer wichtiger Prozess, bei dem Vanadium anfällt, ist die Stahlerzeugung, wobei die Schlacke 25 % Vanadium-Oxid enthält. Durch Reduktion dieses Vanadiumoxids erhält man Vanadium. Generell sind sehr große Mengen an Vanadium wirtschaftlich abbaubar. Ebenso sind sehr große Reserven bekannt. Gefährdungspotenzial für die Gesundheit ist eigentlich nur gegeben, sofern Vanadium in Staubform vorliegt. Es könnte beim Einatmen zu Vergiftungserscheinungen führen [GIETL, 2004]. Ein ebenfalls wichtiger Punkt für Weiterentwicklungen sind günstigere Materialien für den „cell-stack“ und die Membran, an denen derzeit geforscht wird.

Derzeit sind die Materialien noch verhältnismäßig teuer. Die Kosten könnten sich jedoch mit zunehmender installierter Leistung reduzieren [SKYLLAS, 2009].

Dezentrale Speicher

Im Netz verteilte kleinere Speicher können auch für Regelaufgaben im übergeordneten Netz herangezogen werden. Um an den Energiemärkten zur Bereitstellung von Regelaufgaben teilnehmen zu können, müssten die dezentralen Speicher zu Clustern, also virtuellen Großspeichern, zusammengefasst werden. Durch ein gemeinsames Last- und Erzeugungsmanagement (Lade- und Entlademanagement) ergibt sich so ein optimaler Einsatz für diese Speicher [VDI, 2009]. Bei einem multifunktionalen Speicherbetrieb, d.h. bei erzeugungsnahen Speichern und einem Handel am Spotmarkt könnten solche Speicher schnell konkurrenzfähig werden. Gerade im Hinblick auf lange Projektrealisierungszeiten bei der Genehmigung und Errichtung von Leitungen könnte dies eine Alternative darstellen [UMSICHT, 2011].

Folgende Vorteile und Einsatzmöglichkeiten können durch dezentrale Speicher erzielt werden [DENA, 2010, VDI, 2009]:

- Optimierungsaufgaben u.a. auch in Verteilnetzen, Deckung der Spitzenlast, Engpassmanagement
- Spannungshaltung, Blindleistung (Da die Anbindung der dazu geeigneten Energiespeicher meist über Stromrichter erfolgt, bietet sich die Möglichkeit einer Blindleistungsregelung und sie sind somit zum Einsatz zur Spannungshaltung geeignet.)
- Frequenzregelung, Minutenreserve
- Versorgungsqualität
- Erzeugungsreserve sowie zur Gewährleistung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung
- Entkopplung von Strom und Wärme bei KWK Anwendungen

Zur Speicherung von Energie in größeren Inselnetzen sind Redox-Flow-Batterien sehr gut geeignet [NEUPERT, 2008]. Ebenso können sie in sog. micro-grids zum Einsatz kommen, welche im Bedarfsfall nur durch die dezentralen Erzeuger versorgt werden. Netzdienstleistungen können jedoch in der Regel nicht von den fluktuierenden Energieerzeugungsanlagen erbracht werden, wodurch wieder schnelle Energiespeicher mit geeigneter Regeldynamik notwendig wären. Gerade auch in Hinblick auf die derzeitigen und die zu erwartenden Dezentralisierung der Erzeugungseinheiten könnten sich Chancen für diesen Speichertyp ergeben.

Unabhängig vom Einsatz in der Elektrizitätswirtschaft könnte ein zusätzliches Einsatzgebiet für Energiespeicher auch für Sondervertragskunden bestehen. Bei stark schwankender Bezugsleistung und kurzer Bezugsdauer könnten Speicher zum Ausgleich der Last dienen. Mit Hilfe von Echtzeit-Lastberechnungen können zufällige Lastspitzen vermieden werden. Reicht dies nicht aus können Energiespeicher zum Einsatz kommen. Die Einsatzdauer liegt dabei im Stundenbereich. Dynamik und Zugriffszeit wären dafür völlig ausreichend [VDI, 2009]. Dafür sind ebenfalls Redox-Flow Batterien sehr gut geeignet. Die Speicheranlage kann ohne großen Aufwand genau für die jeweilige Anwendung dimensioniert werden. Es sind bereits Anlagen für solche Zwecke im Einsatz.

Denkbar wären auch adiabate CAES-Anlagen, welche Rohre oder Behälter zur Druckluftspeicherung nutzen. Allerdings sind diesbezüglich noch keine konkreten kommerziell eingesetzten Anlagen bekannt.

Zusammenfassung

Aufgrund der ausgereiften und verfügbaren Technik für PSKW sind diese von der technischen Betrachtung aus am sinnvollsten zur Erreichung großer Speicherkapazitäten, bei gleichzeitig hohen Lade- und Entladeleistungen sowie guten Wirkungsgraden einsetzbar. Im Hinblick auf die derzeitigen Anforderungen sind aber auch dafür Optimierungsmaßnahmen notwendig, um größtmögliche Flexibilität im Einsatz zu erreichen. Dies wird auch dahingehend erkennbar, dass an kleineren Maschinensätzen gearbeitet wird, welche als Standardanlagen zu größeren Stückzahlen abgesetzt werden können, um die Kosten zu reduzieren. Positiv zu bewerten ist natürlich auch die lange Lebensdauer, die bei Pumpspeichieranlagen erreicht werden.

Allerdings bringen auch adiabate CAES und Redox-Flow-Speicher Vorteile mit sich: Einerseits die Möglichkeit, Standorte weit abseits von PSKW nutzen zu können, andererseits das enorme Entwicklungspotenzial, das aufgrund der wenigen installierten Anlagen noch auszuschöpfen ist.

Wesentlich ist es eine Unterscheidung der konkreten Anwendungsfälle, und ob der geforderte Speicherinhalt und die Ansprüche hinsichtlich der Leistung in einer realisierbaren Größenordnung der jeweiligen Technologie liegen. Anwendungsfälle für Redox-Flow-Batteriesysteme sind eher im Bereich dezentraler Anlagen zu sehen. Vorteilhaft stellt sich dafür die äußerst kurze Zugriffszeit dar.

Bei A-CAES und PSKW gibt es u.a. Überlegungen kleinere Anlagen zu errichten, die von den typischen bisher realisierten und angedachten Projekten abweichen (z.B. unterirdische PSKW, Druckluftspeicherung in Unterwasserballons). Einen weiteren wichtigen Punkt können auch Projektrealisierungszeiten darstellen, welche einerseits von der Größenordnung der Anlagen und andererseits vom Einfluss örtlicher Gegebenheiten abhängen. Dahingehend sind bei Großanlagen von PSKW und A-CAES, die abgelegene Speicherseen bzw. Kavernen nutzen, wesentlich längere und aufwändigere Realisierungsverfahren notwendig als bei z.B. Redox-Flow-Anlagen, die anhand eines gewissen Standards errichtet werden können.

Ein direkter Vergleich ist daher nicht zielführend, da eine Optimierung der Anlagen-dimensionierung an die jeweiligen Projekt-Rahmenbedingungen Voraussetzung ist und daher sehr unterschiedliche Rückschlüsse die Folge wären.

3.2 Wirtschaftliche Beurteilung

Um eine konkrete Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für jede der betrachteten Technologien durchzuführen, müssten sehr viele Anlagenparameter willkürlich angenommen werden, um annähernd eine Vergleichbarkeit der Technologien zu erreichen. Berücksichtigt werden müssten auch die unterschiedlichen Betriebsweisen, welche sich technologiespezifisch als Optimum erweisen würden.

Um die Zusammenhänge und Einflussparameter für einen rentablen Betrieb zu verdeutlichen, sei auf Abbildung 3.1 verwiesen, welche im Rahmen der Arbeit erstellt wurde. Auf die Anlagenparameter wirken aktuelle Marktgegebenheiten, welche sich auf die Kosten der Errichtung der Speicheranlage beziehen und von Skaleneffekten abhängig sein können. Handelt es sich um „Standardanlagen“, so können diese u.U. wesentlich günstiger errichtet werden, als speziell für einen Anwendungsfall dimensionierte Anlagen. Ebenso werden die Anlagenparameter durch die am Markt verfügbare Technologie (hinsichtlich Wirkungsgrad, Lebensdauer, Speicherleistung und Speicherkapazität) beeinflusst. Des Weiteren wirken sich Marktgegebenheiten des Elektrizitätsmarktes in Form des Strompreises und der Vergütung für die Erbringung von Regelleistung auf den Speicherbetrieb entscheidend aus. Die technischen Anlagenparameter sowie die vorherrschende Preischarakteristik sollten dann in einem Optimierungsmodell Berücksichtigung finden. Das Modell müsste im Idealfall Zeitreihen und Prognosen für den Speichereinsatz berücksichtigen. Daraus könnte ein möglicher bzw. maximaler Erlös errechnet werden. Ein solches Optimierungsmodell sollte auch Einfluss auf die Anlagendimensionierung haben, unter der Voraussetzung gleichbleibender Rahmenbedingungen. Mit Hilfe der anfallenden Kosten für den Speichereinsatz und dem errechneten erzielbaren Erlös ließe sich dann entscheiden, ob ein Speichereinsatz wirtschaftlich ist, also ein Deckungsbeitrag erwirtschaftet werden kann.

Aufgrund all dieser relevanten Einflüsse ist es schwierig quantitative Aussagen zu treffen. Es ist daher sinnvoll die Einflussfaktoren aufzuzeigen und diese qualitativ abzuschätzen. Im Rahmen dieser Arbeit soll daher anhand einfacher Beispiele gezeigt werden, welche Rahmenbedingungen wesentlichen Einfluss auf einen rentablen Betrieb haben. Des Weiteren werden anhand ausgewählter Beispiele die notwendigen Zyklenzahlen in Abhängigkeit der Preisspreizung errechnet, welche erforderlich sind, um einen gewinnbringenden Betrieb der Anlage zu ermöglichen.

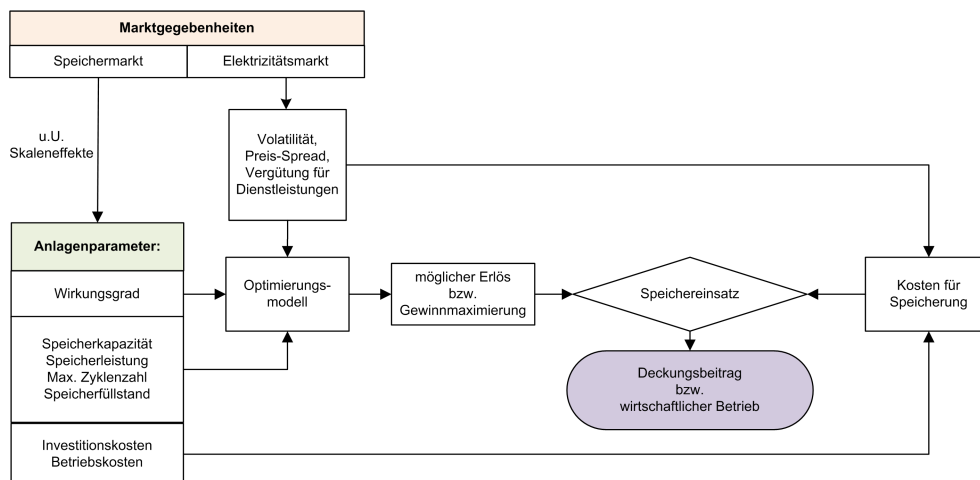


Abbildung 3.1: Einflussfaktoren auf den Speichereinsatz, für einen wirtschaftlichen Betrieb, eigene Darstellung

Zunächst aber soll ein grundlegender Vergleich von Kenngrößen erfolgen, um eine Einordnung der Technologien zu ermöglichen. Anschließend wird versucht eine generelle, qualitative Aussage hinsichtlich der ökonomischen Gesichtspunkte zu treffen. Außerdem werden in weiterer Folge dahingehende Ergebnisse zahlreicher Simulationsergebnisse aus verschiedenen vorliegenden Studien kurz dargestellt.

3.2.1 Kenngrößen und Vergleichskriterien

Grundsätzlich sind folgende Kenngrößen und Vergleichskriterien zur Bewertung von Speichern heranzuziehen [DENA, 2008, BMU, 2007]:

- spezifische Investitionskosten in €/kW bzw. €/kWh bzw. Kapitalintensität
- Betriebs- und Instandhaltungskosten
- zusätzliche Brennstoffkosten (CAES)
- Arbeits- bzw. Leistungspreis

3.2.2 Grundlagen zu ökonomischen Betrachtungen von Speichieranlagen

Grundsätzlich steht die ökonomische Betrachtung im Kontext der Paradigmen der Elektrizitätswirtschaft, wie mangelnde Speicherbarkeit, Kapitalintensität, lange Projektvor-

laufzeiten, Langlebigkeit, Gesamtsystem- und Netzgebundenheit. Diese spielen auch hinsichtlich der Speicherkraftwerke und deren Bewirtschaftung eine wesentliche Rolle. Als wesentliche Einflussfaktoren auf Investitionsentscheidungen können folgende Punkte genannt werden:

- Das Investitionserfordernis ergibt sich aus dem Speicherbedarf und der daraus resultierenden Preisverhältnisse am Markt, unter Berücksichtigung von „Marktverzerrung“ durch Förderungen. Ebenso spielt dahingehend die Betriebsweise des Speichers eine wichtige Rolle.
- Höhe des Kapitaleinsatzes (Fremd- und Eigenkapital)
- Finanzwirtschaftliche Rahmenbedingungen: Steuergegebenheiten, Zinsfuß-Höhe
- Zu erwartende Ertragsentwicklung- und Betriebsaufwandsentwicklungen
- Nutzungsdauer (wirtschaftlich, technisch, finanzverwaltungstechnisch,...) der Anlage
- Planungs- und Errichtungsdauer [IEE, 2003]

Wesentliche Faktoren für Investitionsentscheidungen sind die zukünftigen Ertrags- und Betriebsaufwandsentwicklungen, die meist durch verschiedene Rahmenbedingungen beeinflusst werden, das sind [IEE, 2003, AEA, 2010]:

- Die Höhe des zukünftigen Absatzes und dessen zeitliche Entwicklung, was sich auf die Jahresvolllaststunden auswirkt (daher die Analyse des Speicherbedarfs).
- Forward- und Futurepreise an Strombörsen bzw. Bezugs- und Veräußerungspreis
- Systemnutzungstarife (Netznutzungs-, Netzverlust- und Systemdienstleistungsgelt)
- Veränderte Bedarfsschwankungen und Dargebotsschwankungen
- Die Kostenentwicklung von Betriebsmitteln, Fremdkapital, Verwaltung sowie der Investition der Anlage an sich.
- Fördermaßnahmen und Investitionskostenzuschüssen
- Inflation

Die Wirtschaftlichkeit beim Einsatz von Speichern wird hauptsächlich durch die erreichbare Differenz der Energiepreise bei Ein- und Ausspeicherung, die Investitionssumme sowie die Zyklenanzahl bestimmt [OERTEL 2008]. Daher ist es auch wichtig, die Einflüsse darauf zu identifizieren. Wie in Kapitel 4 noch ausführlich dargestellt wird, ist eine dahingehende Abschätzung aufgrund der derzeitigen Entwicklung am Elektrizitätsmarkt außerordentlich schwierig. Dort wird auch detailliert auf die mittlerweile immer wichtiger werdenden Regelenergiemärkte eingegangen.

Aus den Recherchen zeigt sich, dass die für die zu untersuchenden Technologien relevanten Einsatzmöglichkeiten sehr stark im Zusammenhang mit dem Wirkungsgrad stehen sowie mit der Möglichkeit bzw. dem Umfang Netzdienstleistungen zu erbringen. Dies ist auch der Grund, warum in diesem Kapitel keine konkrete Investitions- oder Rentabilitätsrechnung durchgeführt wird, sondern vielmehr auf die notwendigen Rahmenbedingungen eingegangen wird, die erfüllt sein müssen, um einen wirtschaftlichen Betrieb überhaupt erst zu ermöglichen.

Wesentlicher Bestandteil für eine Investitionsentscheidung sind möglichst genaue Bedarfsprognosen. Dies ist hinsichtlich der hohen Anfangsinvestitionen und einer daraus resultierenden Abschreibung über Jahrzehnte hinweg erforderlich [VDI, 2009]. Dies betrifft natürlich auch die langfristigen Prognosen für die Einspeisung aus erneuerbaren Energien und deren installierter Leistung. Umso besser all diese Faktoren prognostiziert werden können, desto mehr Sicherheit ist für die Investition gegeben.

Um unterschiedliche Speichertechnologien direkt miteinander zu vergleichen, müssten alle Parameter, die den Speichereinsatz beeinflussen, als gleich angenommen bzw. die verschiedenen Technologien so ausgelegt werden, dass eine einheitliche Basis zur Bewertung vorliegt. Aufgrund der vielfältigen Zusammenhänge - einerseits technologiespezifische, andererseits markt- und investitionskostenabhängige - würde ein derartiger Ansatz bereits wesentliche Probleme darstellen. Hier seien die durch eine solche Anpassung entstehenden Widersprüche aufgezählt:

- Das Leistungs/Energie-Verhältnis kann je nach Technologie, Standort sowie Einsatzzweck sehr unterschiedlich ausfallen.
- Spezifische Investitionskosten gelten für bestimmte Größenordnungen, insbesondere bei PSKW können sehr große Abweichungen auftreten.
- Die Netzebene, an der der jeweilige Speicher betrieben wird, ist ausschlaggebend für anfallende Netzentgelte.

- Ein natürlicher Zufluss von PSKW muss berücksichtigt werden.
- Spezifikum des Speichers hat wesentliche Auswirkungen auf die Investitionskosten.
- Technische Lebensdauer, als auch Abschreibungsdauer, können stark abweichen.
- Typische Szenarien von Lade- bzw. Entladezyklen müssten bekannt sein; diese sind jedoch sehr stark abhängig von der Anlagenauslegung und der daraus folgenden Einsatzoptimierung.

Liegt eine vergleichbare Ausgangsbasis vor, so könnte man anhand dieser Kosten und unter Berücksichtigung der Kosten zur Ladung des Speichers die notwendigen Erträge bestimmen, die mit jeder erzeugten kWh erzielt werden müssten. Ebenso wäre dann, je nach Betriebsweise, der notwendige Ertrag für eine Vorhaltung/Bereitstellung von Regelleistung zu ermitteln. Des Weiteren ist eine ökonomische Betrachtung von folgenden Faktoren abhängig:

- Der Einsatzzweck hat wesentlichen Einfluss auf die Ertragssituation: Dezentrale Speicher werden großteils andere Aufgaben erledigen als zentrale Speicher.
- Möglichkeit zur Teilnahme am Regelenenergiemarkt
- Änderungen des Marktmodells
- Förderungen für Speichertechnologien

3.2.3 Wirtschaftliche Beurteilung der ausgewählten Technologien

Die in der Tabelle 3.2 angegebenen Werte sollen den Vergleich der wesentlichen Größen, welche Einfluss auf einen wirtschaftlichen Betrieb haben, ermöglichen. Die teilweise großen Bandbreiten der angeführten Größen sind sowohl auf die sehr unterschiedlichen bisher realisierten Projekte (Speicherkapazitäten und Lade-/Entladeleistungen), als auch auf zukünftige zu erwartenden Werte, welche sich an technisch umsetzbaren Lösungen orientieren, zurückzuführen. Abhängig ist die Größenordnung wiederum von dem dafür vorgesehenen Einsatzzweck.

	PSKW	CAES	A-CAES*	Redox-Flow
Leistung / MW	20-1.000	10 - 1.000	10 - 1.000 (GW zukünftig)	10 kW - 10 MW
typ. Speicherkap. / MWh	500-600.000	200-3.000	3.000	0,4 - 6
Zyklusnutzungsgrad	bis ca. 80 %	bis 55 %	bis 70 %	70 - 80 %
Selbstentladung	0,005-0,02 % / Tag	-	0,5 % / Tag	< 1 % / a
Investitionskosten €/kW	500 - 1.500	600 - 1200	700 - 1.200	600 - 1.500
Investitionskosten €/kWh	5 - 200	5 - 100	40 - 250	70 - 500
Invest. für typ. Anlage	100-600 Mio €	180 Mio €	300-1.200 Mio €	2 Mio € (2 MWh)
Lebensd./Zykluszahl	60 - 80 Jahre	40 Jahre / 10.000	20 - 40 Jahre	> 20.000
* da noch keine Referenzanlage in Betrieb, handelt es sich um Richtwerte				

Tabelle 3.2: Zusammenfassung der Kenngrößen der ausgewählten Technologien [DENA, 2010] [VDI, 2009, ISEA, 2012, KELAG, 2013, UMSICHT, 2011]

Zur besseren Übersicht sind in der Tabelle nochmals auch die techn. Anlagenparameter angeführt. Betrachtet man die spezifischen Investitionskosten so wird ersichtlich, dass PSKW im Vergleich zu den anderen Technologien kostengünstiger errichtet werden können. Je nach Spezifikum der Anlage bzw. Errichtungsbedingungen sind auch verhältnismäßig hohe Kosten möglich. Unter Umständen könnten dann bereits adiabate CAES oder Redox-Flow-Anlagen bei geringeren Kosten errichtet werden. In diesem Zusammenhang stellt sich die erreichbare Lebensdauer interessant dar. Geht man bei PSKW Anlagen von einer Lebensdauer von ca. 70 Jahren aus, so handelt es sich um einen Vergleichswert, der von den anderen Technologien aufgrund deren Beanspruchung (adiabate CAES) bzw. Anlagenkonzeption (Redox-Flow) kaum erreicht werden kann. Umfangreiche Wartungs- und Servicearbeiten sind allerdings auch bei den PSKW Anlagen nötig. Oft ist auch eine Modernisierung der Maschinen vorgesehen. Die Gesamtinvestitionskosten können bei großen Anlagen, egal welchen Speichertyps, verständlicher Weise sehr hoch ausfallen.

Es ist außerdem zu berücksichtigen, dass die arbeitsspezifischen Investitionskosten der diabaten CAES Technologie zwar relativ günstig erscheinen, allerdings der Gesamtwirkungsgrad gering ist. Ebenfalls zu berücksichtigen ist, dass eine Gasturbine angetrieben wird, und daher Brennstoffkosten die arbeitsabhängigen Kosten wesentlich beeinflussen, die bei anderen Speichern nur vom Strombezugspreis abhängig sind.

Für die dargestellten Technologien ist technisch gesehen ein Einsatz am Regelenenergiemarkt, wie auch am Spotmarkt möglich. Beim Handel am Spotmarkt ist ein Ertrag nur dann möglich, wenn das Verhältnis vom Kaufpreis zum Verkaufspreis der elektrischen Energien kleiner ist als der Wirkungsgrad, d.h. die auftretenden Verluste müssen durch die Preisdifferenz gedeckt sein.

$$\frac{P_{\text{Kauf}}}{P_{\text{Verkauf}}} < \eta \tag{3.1}$$

η	...	Wirkungsgrad	$[-]$
P_{Kauf}	...	Einkaufspreis für die zur Einspeicherung notw. Energie	$\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right]$
P_{Verkauf}	...	Verkaufspreis für die erzeugte Energie	$\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right]$

Mit einem Vergleich berechneter Amortisationszeiten für beispielhaft dimensionierte Anlagentypen soll gezeigt werden, welche Auswirkungen ein geringer Wirkungsgrad bzw. hohe spezifische Investitionskosten haben. Des Weiteren kann durch eine Variation, des

zu Grunde gelegten Kalkulationszinsfußes dessen Einfluss gezeigt werden. Die Berechnung wurde mit Hilfe folgender Formeln zur Ermittlung der Wälzerlöse durchgeführt:

$$G_{\text{Wälzzyklus}} = E_{\text{Verkauf}} - K_{\text{Kauf}} \quad (3.2)$$

mit

$$E_{\text{Verkauf}} = W_{\text{Speicher}} \cdot \eta_{\text{Entladen}} \cdot P_{\text{Verkauf}} \quad (3.3)$$

$$K_{\text{Kauf}} = W_{\text{Speicher}} \cdot \frac{P_{\text{Kauf}}}{\eta_{\text{Laden}}} \quad (3.4)$$

folgt

$$G_{\text{Wälzzyklus}} = W_{\text{Speicher}} \cdot \left(P_{\text{Verkauf}} \cdot \eta_{\text{Entladen}} - \frac{P_{\text{Kauf}}}{\eta_{\text{Laden}}} \right) \quad (3.5)$$

Mit

$$g_{\text{Wälzzyklus}} = P_{\text{Verkauf}} \cdot \eta_{\text{Entladen}} - \frac{P_{\text{Kauf}}}{\eta_{\text{Laden}}} \quad (3.6)$$

folgt

$$G_{\text{Wälzzyklus}} = W_{\text{Speicher}} \cdot g_{\text{Wälzzyklus}} \quad (3.7)$$

In weiterer Folge kann mit Hilfe des Kapitalwiedergewinnungsfaktors (KWF) die notwendige Zyklenanzahl z zur Anlagenamortisation berechnet werden:

$$z = \frac{I_A \cdot \text{KWF} \cdot n}{G_{\text{Wälzzyklus}}} \quad (3.8)$$

$$\text{KWF} = \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1} \quad (3.9)$$

I	...	Investitionskosten	[€]	W	...	gespeicherte Energie	[MWh]
G	...	Gewinn	[€]	g	...	Gewinn je MWh	[€/MWh]
E	...	Erlös	[€]	p	...	Preis	[€/MWh]
K	...	Kosten	[€]	η	...	Wirkungsgrad	[-]
i	...	Zinssatz	[-]	z	...	notw. Zyklenzahl	[-]
				n	...	Anzahl der Jahre	[-]

Die in Abbildung 3.2 dargestellten Berechnungsergebnisse wurden für folgende Anlagenkonfigurationen und Rahmenbedingungen ermittelt:

- PSKW Goldisthal: Speicherinhalt = 8.500 MWh, spez. Investitionsk. = 82 €/MWh, Investitionskosten = 700 Mio €, Wälzwirkungsgrad = 79 %
- Redox-Flow-Anlage Sorne-Hill Windpark: Speicherinhalt = 12 MWh, spez. Investitionskosten = 500 €/kWh, Investitionskosten = 6 Mio €, Wälzwirkungsgrad = 79 % bzw. 70 %
- Fiktiv angenommene A-CAES-Anlage: Speicherinhalt = 3.000 MWh, spezifische Investitionskosten = 200 €/kWh, Investitionskosten = 600 Mio €, Wälzwirkungsgrad = 70 %
- Spotmarktpreis für die bezogene Energie = 20 €/MWh
- Berechnungen unter der Annahme gleichen Wirkungsgrades beim Beladen und Entladen
- Annahme einer jährlichen Zyklenzahl von 200, zur Berücksichtigung der Annuitäten

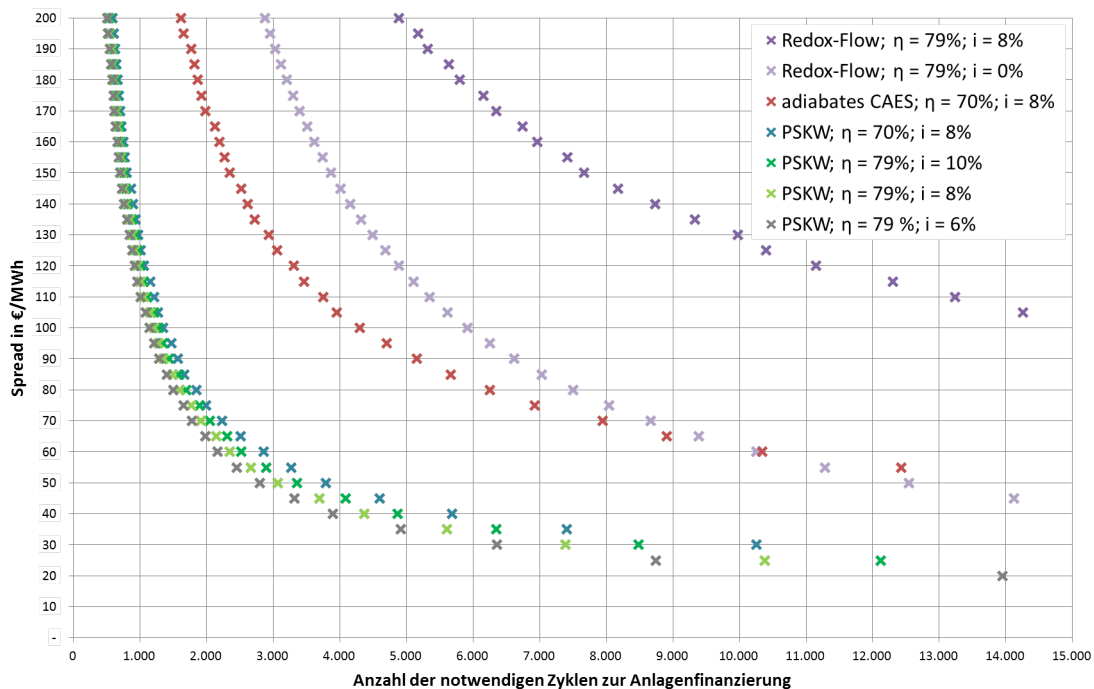


Abbildung 3.2: Vergleich der Amortisationszyklenanzahl von jeweils einem typischen PSKW, A-CAES und einer Redox-Flow-Batterie, eigene Darstellung

Aus Abbildung 3.2 gehen die Auswirkungen der Anlagenparameter hervor. Bezüglich dem Kalakulationszinssatz wurden verschiedene Berechnungen für die Pumpspeicheranlage mit einem Wirkungsgrad von 79 % durchgeführt. Es zeigt sich, dass bei sinkenden Preisunterschieden eine verhältnismäßig höhere Zyklenanzahl bei steigendem Zins notwendig wird. Dies ist verständlich, wenn man bedenkt, dass bei 200 Zyklen pro Jahr viele Jahre mehr notwendig sind, um eine Amortisation zu erreichen. Ähnlich verhält sich der Einfluss des Wirkungsgrades. Dies geht aus der Darstellung der PSKW bei Wirkungsgraden von 79 % und 70 % hervor (bei gleichem Zins $i = 8 \%$). Mit sinkendem Spread und damit steigender erforderlicher Zyklenzahl gewinnt diese Einflussgröße immer mehr an Bedeutung.

Vergleicht man die Kurvenverläufe der einzelnen Anlagentypen, wiederum bei gleichem Zinssatz von 8 %, so wird daraus die Bedeutung der spezifischen Investitionskosten ersichtlich. Dies ist nachvollziehbar, da ja bei hohen spezifischen Investitionskosten eine größere Anzahl an Lade- und Entladevorgängen notwendig wird, um diese Kosten zu decken. Die Zusammenhänge hinsichtlich der spez. Investitionskosten können auch bei der Betrachtung des PSKW bzw. des adiabaten Druckluftspeichers bei jeweils 70 % Wirkungsgrad erkannt werden. Liegen Investitionskosten von 500 €/MWh zu Grunde, wie bei der Redox-Flow-Anlage, so ist die Auswirkung besonders gravierend. Sind anlagen-spezifische Parameter derart gelagert, hat natürlich auch der berücksichtigte Zinssatz einen wesentlichen Einfluss aufgrund der hohen Zyklenanzahl und die Amortisationsdauer.

Zu berücksichtigen ist, dass bei der Darstellung hoher Zyklenanzahlen ein gewisser Fehler auftritt. Dies ist auf die Berechnung zurückzuführen. Es müsste der Annuitätenfaktor in einem iterativen Prozess berücksichtigt werden, da mit zunehmender Zyklenanzahl und 200 angenommenen Zyklen pro Jahr die Amortisationsdauer überproportional zunimmt. Der Annuitätenfaktor wurde aber nur einmal berücksichtigt. D.h. die resultierenden, notwendigen Zyklenanzahlen würden damit in einen noch höheren Bereich rücken.

Durch die beschriebenen Überlegungen hat sich herausgestellt, dass der Wirkungsgrad, der bei der Einspeicherung erreicht wird, als auch jener, der sich bei Ausspeicherung ergibt, eine nicht zu vernachlässigende Rolle spielen. In gewisser Weise kommt es dadurch zu einer Gewichtung der Einkaufs- und Verkaufspreise (siehe Gleichung 3.5). Anders ausgedrückt, haben ein niedriger Einkaufspreis bzw. ein hoher Verkaufspreis je nach den jeweiligen Wirkungsgraden unterschiedlich starken Einfluss auf die pro Zyklus erzielbaren Erträge.

Eine Sensitivitätsanalyse zu dieser Thematik zeigt, dass der Wirkungsgrad, welcher bei der Energieabgabe erzielt wird, eine gewichtigere Rolle spielt, als jener der bei der Energieaufnahme zu Grunde gelegt ist. Das heißt, dass die Auswirkungen eines höheren Auspeicherwirkungsgrades größer sind (positiver), als die Auswirkungen eines höheren Einspeicherwirkungsgrades (siehe Abbildung 3.3).

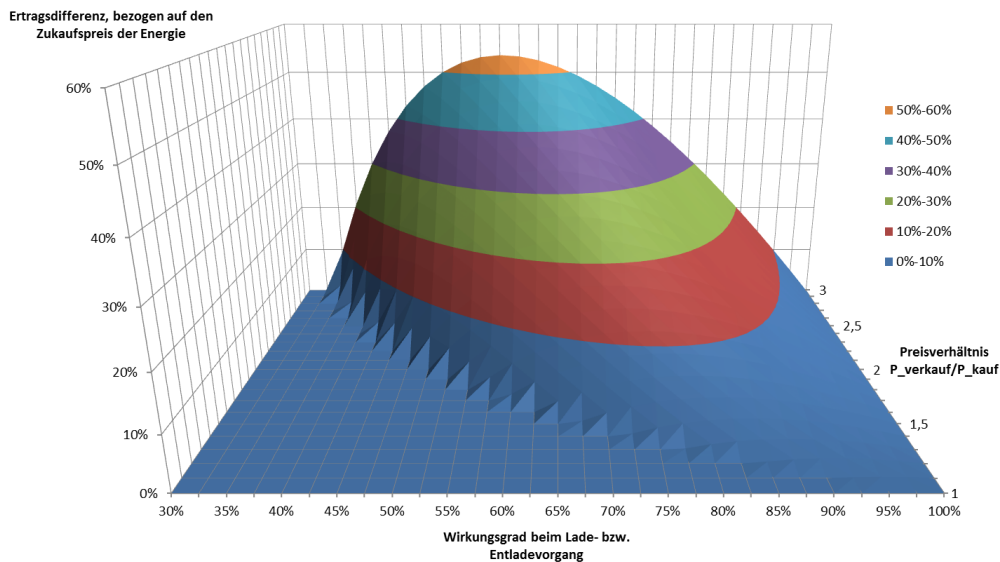


Abbildung 3.3: Sensitivitätsanalyse zur Auswirkung von Lade- und Entladewirkungsgrad sowie dem Preisverhältnis von Zukauf und Verkauf der Energie, im Bezug auf die Beeinflussung des erzielbaren Ertrages, eigene Darstellung

Mit zunehmender Preisspreizung nimmt dieser Einfluss zu. Man erkennt aus der Abbildung, dass bei einem dreimal so hohen Verkaufspreis im Vergleich zum Zukaufspreis und einem Entladewirkungsgrad zwischen 50 und 65 % ein bereits um 50 % höherer Ertrag (bezogen auf den Zukaufspreis) erwirtschaftet werden kann, als bei einem Ladewirkungsgrad zwischen 50 und 65 %. Wird der betrachtete Wirkungsgrad größer, so nimmt dieser Einfluss ab. Der konkrete Zukaufspreis hat keine Auswirkungen, da ja mit einem Preisverhältnis gerechnet wird. Zu beachten ist bei dieser Darstellung, dass die prozentuell erreichbare Ertragsdifferenz errechnet wurde unter der Annahme eines gewissen Ladewirkungsgrades zwischen 30 und 100 % und einem Entladewirkungsgrad von 100 %. bzw. umgekehrt. Dies dient dazu, um den Einfluss der jeweiligen interessanten Größe herauszufiltern bzw. den anderen Wirkungsgrad zu eliminieren. Dieser Zusammenhang wird u.a. verständlich, wenn man bedenkt, dass der Zukauf von Energie bei geringen Preisen erfolgt und damit der Wirkungsgrad beim Ladevorgang weniger Auswirkungen auf den

Ertrag hat als der Wirkungsgrad beim Entladevorgang zu hohen Preisen. Interessant dürften diese Zusammenhänge auch, für auf die kurz eingegangenen Speicher, mit geringen Wirkungsgraden aber hohen Energiedichten sein (wie z.B. der Wasserstoffspeicher), da dort genau diese Effekte zum Tragen kommen.

Des Weiteren ist die Leistung und die dadurch gegebene notwendige Zeit zur Einspeicherung bzw. zur Energieabgabe von Bedeutung, sofern eine gewisse Speicherkapazität ausgeschöpft werden sollte (bzw. eine gewisse Energiemenge zu speichern ist). Dies hat Auswirkungen auf eine möglichst wirtschaftliche Optimierung von Speicheranlagen und kann bei der Auslegung bzw. der Einsatzoptimierung Berücksichtigung finden.

PSKW

Die Planungs- und Bauzeit von PSKW beansprucht etwa 10 Jahre, gefolgt von einer langen Einsatzzeit bzw. technischen Lebensdauer [ISEA, 2012]. Die Investitionskosten für die Errichtung sind hoch und auch sehr stark vom jeweiligen Standort abhängig. Zu berücksichtigen ist dabei, um welchen Typ von PSKW es sich konkret handelt, da Investitionskosten u.U. erheblich abweichen können. Kavernenkraftwerke die direkt im Berg, der sog. Kaverne, errichtet werden sind aufwändiger und daher teuer. Wie aus Tabelle 3.2 hervorgeht sind normalerweise die arbeitsspezifischen Investitionskosten im Vergleich zu den anderen Speichertechnologien (A-CAES und Redox-Flow) geringer. Diese können allerdings bei aufwändigen Projekten auch vergleichsweise höher ausfallen.

Lukrativ ist derzeit nur die Leistungsvorhaltung, also die Erbringung von Systemdienstleistungen in Form von Regelenergie. Die klassische Vermarktung wird aufgrund sinkender Preisspreizungen zunehmend schwieriger [HEILAND, 2013].

Vorteilhaft wäre natürlich immer eine auf die vorliegenden Marktbedingungen optimal ausgelegte Anlage. Dahingehend liegen Untersuchungen des Fraunhofer UMSICHT und der TU Darmstadt vor. Hinsichtlich einem optimalem Verhältnis von Ausspeicherleistung zur Einspeicherleistung ergab sich aus deren Modellrechnungen ein Faktor von 0,74 für den Handel am Day-ahead-Spotmarkt von 2002 bis 2010, da dafür der spezifische Erlös sein Maximum erreicht. Dies wurde unter den Voraussetzungen einer Einspeicherleistung von 300 MW, einer überdimensionierten Speicherkapazität, einem Wirkungsgrad von 80 % berechnet. In einem weiteren Schritt wurde aufgrund der Ziel-Investitionskosten das optimale Verhältnis von Kapazität zur Leistung ermittelt. Dabei zeigt sich, dass für den oben angegebenen Zeitraum für PSKW ein Optimum bei 7 Volllaststunden liegt [UMSICHT, 2011]. Diese Optimierung ist abhängig von der Preischarakteristik der an-

gesetzten Zeitreihen. Ein hoher natürlicher Zufluss muss hinsichtlich Erzeugungsleistung und Speicherinhalt berücksichtigt werden.

Ein natürlicher Zufluss stellt einen großen Vorteil gegenüber anderen Speichern dar, da auch ein Zufluss im PSKW abgearbeitet werden kann. Des Weiteren stellt sich die geringe „Selbstentladung“ (durch Leckwasser, Restwasserabgabe und Verdampfung) positiv dar.

Nun ist es gegebenenfalls auch interessant bei bestehenden Anlagen technische Optimierungen durchzuführen, allerdings kommt es meist auch zu höheren spezifischen Kosten. Durch „dezentrale“ Pumpspeichieranlagen, welche sich durch eine kompakte Bauform, eine standardisierte Baugrößen und kleine Einheitsleistungen auszeichnen, versucht man derzeit kostengünstigere Lösungen anzubieten (Referenzprojekt: Baixo Sabor Justane - gesamt 17,8 MW mit zwei Pumpturbinen; die Fallhöhe variiert im Betrieb um 34 %) [OGE, 2013].

A-CAES

Sollten in Zukunft A-CAES zum Einsatz kommen, ist aufgrund der Wärmespeicher und Wärmetauscher mit relativ hohen Investitionskosten zu rechnen. Aufgrund der notwendigen Wärmeabführung fallen auch höhere Kosten für den Kompressor an. Der thermische Speicher stellt den größten Kostenanteil eines derartigen Kraftwerks dar. [DENA, 2010]

Die Investitionskosten der adiabaten Druckluftspeicher werden im Bereich von 700 bis 1.000 €/kW und 40 bis 250 €/kWh liegen. Sofern allerdings noch kein Prototyp einer A-CAES Anlage in Betrieb ist, ist es sehr schwierig, konkrete Aussagen über die Betriebswirtschaftlichkeit und die Kostenaufteilung der Anlagenteile zu treffen.

Aus den bereits erwähnten Modellrechnungen liegen Ergebnisse vor mit Hilfe derer gezeigt wurde, dass sich ein optimales Verhältnis von Ausspeicherleistung zu Einspeicherleistung von 0,96 für den Handel am Day-ahead-Markt ergibt (unter Einbezug der 2002 bis 2010 Spotpreis-Zeitreihen). Das optimale Verhältnis von Kapazität zur Leistung ergibt sich für CAES bei 6 Volllaststunden [UMSICHT, 2011, BURKHARDT 2009]. Die Differenz zur optimalen Dimensionierung eines PSKW ergibt sich durch den Wirkungsgrad.

Eine Druckluftspeicher-Anlage sollte möglichst genau an die durch den Markt vorgegebenen Rahmenbedingungen angepasst werden. Daher ist es notwendig zuerst eine Bestimmung der Zielmärkte, anschließend die Anlagendimensionierung und die daraus

ableitbare Fahrweise zu ermitteln, um die Deckungsbeiträge zu berechnen, die erwirtschaftet werden können. CAES sind aufgrund der längeren Anfahrzeit nur für Tertiärregelung geeignet. Durch eine intensive Entwicklung sollte es möglich sein das Verbesserungspotenzial auszuschöpfen, um diese Technologie konkurrenzfähig zu machen [DENA, 2008, DENA, 2010].

Leistungsspezifische Kosten sind bei den kleineren Anlagen, sofern die Arbeitsmaschine nicht reversibel betrieben werden kann, allerdings höher als bei größeren. Massenproduktionseffekte können jedoch ein hohes Kostenreduktionspotenzial aufweisen [VDI, 2009].

Redox-Flow-Batterien

Eine Vorbereitungszeit bis zur Inbetriebnahme von ca. 2 Jahren stellt bei Batteriesystemen einen wesentlichen Vorteil dar, wobei mit einer Lebensdauer von 20 Jahren zu rechnen ist [ISEA, 2012, JOANNEUM, 2012]. Die Lebensdauer ist stark abhängig von der Einsatzstrategie und liegt mittlerweile bei über 20.000 Zyklen.

Die Abschreibungszeiträume chemischer Speicher sind verhältnismäßig kurz, nämlich 10 bis 20 Jahre. Außerdem ist die Installation einer solchen Anlage einfach zu realisieren, insbesondere durch die verfügbaren Containerlösungen [BURKHARDT 2009].

Die Stromgestehungskosten der Anlage sind in Abhängigkeit von der Konfiguration der Anlage. Je nachdem, wie die Anlage ausgelegt ist, ergeben sich unterschiedliche Kostenanteile sowohl für die spezifischen, als auch für die fixen Kosten. Zu beachten ist dabei, welche Komponenten für welchen Kostenanteil ausschlaggebend sind. Im Falle der Redox-Flow-Batterie setzen sich die Kosten wie folgt zusammen [EPRI, 2007]:

- Kosten prop. zur Leistung (cell-stack, Stromrichter, Pumpen)
- Kosten prop. zur Speicherkapazität (für Elektrolyten und Tanks)
- Kosten, die unabhängig von der Größe sind (Steuerung)

Die hohen Kosten für die Elektrolytlösung und cell-stack stellen auch die wesentlichen Kostenanteile für diese Speicher dar [KEAR, 2011]. Je nach Systemauslegung kann man mit ca. 35 % der Kosten für den Elektrolyt rechnen, wobei man von ca. 7-9 €/kg ausgehen kann. Große Auswirkungen darauf hat die Entwicklung des Vanadium Preises. 25 % an Kosten fallen für den cell-stack an, wobei diese hauptsächlich durch die Membran bzw. die Elektroden verursacht werden. Für die Membran sollt man von 19-49 €/m²

ausgehen, wobei dies von der Einkaufsmenge abhängig ist. Der Preis für den Stromrichter ist größenabhängig und liegt bei ca. 150 €/kVA für große Systeme bzw. 375 €/kVA für kleine Systeme.

Daraus ergeben sich folgende Kosten für unterschiedliche Systemgrößen [KEAR, 2011]:

- 250 kW/1 MWh Kosten von ca. 825.000 €; erwartet werden mittelfristig Preise von 600.000 €
- 1 MW / 8 MWh ca. 3,7 Mio €, mittelfristig ca. 2,4 Mio €

Laut Angaben des Herstellers cellcube ergeben sich heute Kosten für die gespeicherte elektrische Energie von 24 - 34 ct/kWh, wenn man einen Speicherzyklus pro Tag zu Grunde legt. Man geht davon aus, dass in 10 Jahren etwa 7 bis 10 ct/kWh erreicht werden. Derzeit sind diese Speicher in Indien bereits im Einsatz. Dort sind sie als USV bzw. auch in microgrids sehr schnell rentabel, insbesondere dann, wenn Produktivitätssteigerungen in Industriebetrieben erzielt werden können [KELAG, 2013, KEAR, 2011]. Würde man eine derartige Anlage in Kombination mit einem Windpark betreiben, so wäre eine optimale Auslegung der Speicherleistung bei etwa 0,5 % der installierten Windparkleistung und bei 4-5 Volllaststunden zur Ladung von 100 % gegeben [UMSICHT, 2011].

Allgemeine Erkenntnisse

Aus einer Reihe von bereits vorliegenden Arbeiten zu dieser Thematik konnten noch weitere interessante Informationen gewonnen werden. Generell kann man sagen, dass Speicherkraftwerke auch für die Energiewirtschaft eine vergleichsweise hohe Kapitalintensität sowie eine sehr lange Abschreibungsdauer aufweisen. Im Vergleich zu anderen Spitzenlasttechnologien, wie z.B. einer typischen 50-MW-Gasturbine, bei der spez. Investitionskosten von ca. 400 EUR/kW anfallen, ist bei einer Erweiterung und Modernisierung eines 300 MW-PSKW mit spez. Investitionskosten von 750 - 1.100 EUR/kW zu rechnen [FRONTIER, 2011].

Flüssigbatteriekonzepte wie Redox-Flow sind großteils noch in der Entwicklungsphase, um die Serienreife zu erlangen. Die bereits seit längerem in Betrieb befindlichen Anlagen lassen aber auf eine sinnvolle Alternative hoffen.

Im Rahmen einer umfangreichen Untersuchung der Dena „Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der

erneuerbaren Energien“ wurden u.a. die Ergebnisse der VDE Speicherstudie miteinbezogen. Dabei wurden die Vollkosten, also alle Kosten, die durch zur Verfügungstellung von 1 kWh elektrischer Energie aus einem Speicher anfallen, ermittelt. In Abbildung 3.4 sind die Ergebnisse daraus für verschiedenste Speichertechnologien dargestellt.

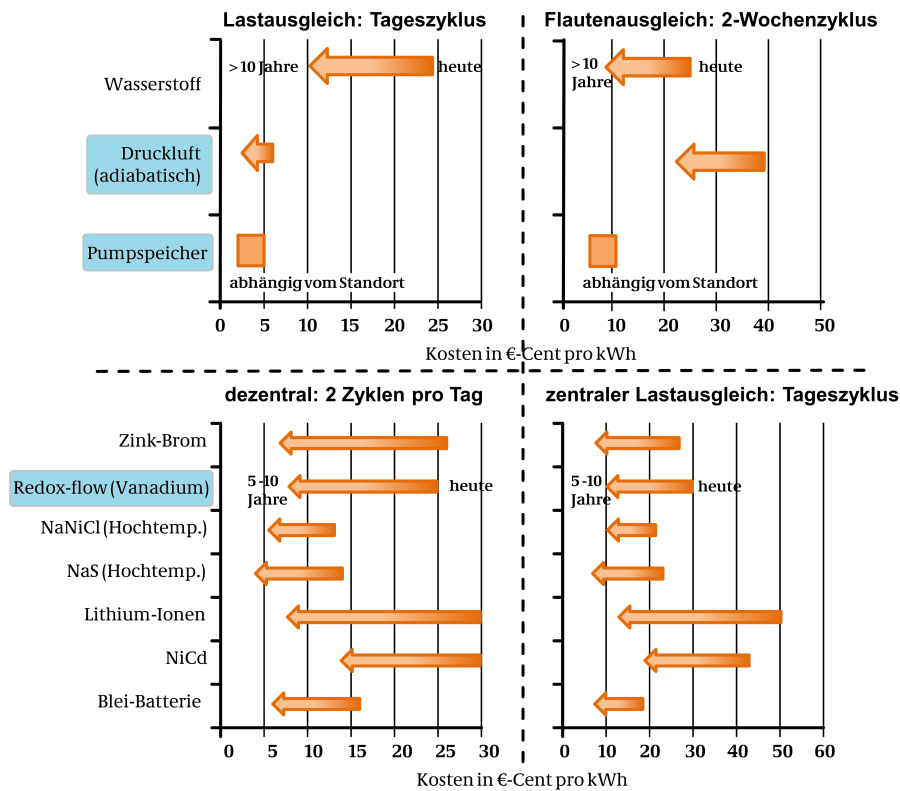


Abbildung 3.4: Vollkostenvergleich der Speichertechnologien [DENA, 2010]

Es wird daraus sehr gut deutlich, welche Kosten in einigen Jahren möglich sein sollten. Außerdem wird ersichtlich, welche Auswirkungen verschiedene Einsatzszenarien auf die Stromgestehungskosten (beziehen sich auf die verursachten Kosten durch den Speicher) haben.

Man erkennt, dass PSKW auch in Zukunft am kostengünstigsten einzusetzen sein werden. Ebenso kommt es bei wenigeren Zyklen zu keiner drastischen Erhöhung der Vollkosten, wie es beispielsweise bei adiabaten Druckluftspeichern der Fall ist. Dies ist vermutlich auf die Dimensionierung des Speicherinhalts zurückzuführen. Dieser ist bei PSKW meist größer, sodass ein kompletter Lade-/ Entladezyklus kaum auftritt bzw. nur dann,

wenn über einen längeren Zeitraum entladen wird. Die Kosten für die Speicherkapazität bei PSKW sind zudem auch meist geringer als für A-CAES. Bei Druckluftspeichern sollte hingegen das Speicherpotenzial so oft und soweit wie möglich ausgenutzt werden, um einen rentablen Fahrplan zu realisieren. Bei Redox-Flow-Batterien wirkt sich bereits ein Übergang von 2 Zyklen auf einen Zyklus pro Tag gravierend auf die anfallenden Vollkosten aus. Bei dieser Batterietechnologie sind die arbeitsspezifischen Investitionskosten noch größer, wodurch sich eine geringere Zyklenanzahl pro Tag wiederum stärker auf die Kosten für die gespeicherte kWh auswirkt.

Auch unter Berücksichtigung der zukünftig zu erwartenden Kostenreduktion bei Batteriespeichern ist davon auszugehen, dass für den großtechnischen Einsatz Pumpspeicher die geringsten Speicherkosten aufweisen werden [DENA, 2010].

Die in Abbildung 3.5 folgende Gegenüberstellung von Ausgleichsoptionen zeigt die Merit-Order gereiht nach Bereitstellungskosten für zwei verschiedene Szenarien (mit und ohne Berücksichtigung der Kapitalkosten), unter Berücksichtigung der jeweiligen Benutzungsstunden, aber gleicher Auslastung in den beiden Szenarien. Im Kapitalkostenszenario werden allen Kraftwerkseinheiten Neuinvestitionen mit entsprechenden Abschreibungen zu Grunde gelegt, um einen qualitativen Vergleich mit neuen Ausgleichsoptionen bzw. Speichereinheiten zu ermöglichen [GRIMM, 2007]:

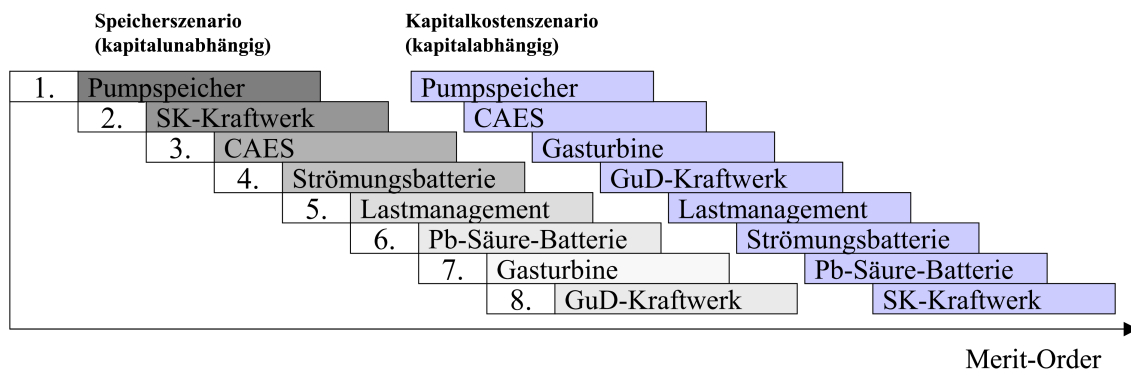


Abbildung 3.5: Merit-Order der Ausgleichsoptionen [GRIMM, 2007]

Es werden also die Auswirkungen der kapitalabhängigen Fixkosten wie z.B.: Investitionsaufwendungen, Abschreibungen, Versicherungsbeiträge ersichtlich. Aus den Simulationen der angeführten Arbeit geht weiters hervor, dass adiabate Druckluftspeicher (errechnet mit Hilfe zu Grunde liegender Anlagenparameter aus Prognosen) und Strömungsbatterien hinsichtlich deren Kosten in etwa gleicher Höhe zum Einsatz kommen würden.

In Extremfällen wäre dies auch unterstützt durch das Lastmanagement. Generell konnte gezeigt werden, dass im zukünftigen Energiesystem die Flexibilitätsansprüche durch Ausgleichsoptionen wie Speicher besser erfüllt werden können und ökonomische Vorteile mit sich bringen.

Mit Hilfe einer Parametervariation wird in der Dissertation von Vanessa Grimm der Einfluss auf die kapitalunabhängigen Bereitstellungskosten ermittelt. Es wurde daraus ersichtlich, dass der größte Einfluss durch den Wirkungsgrad und den Überschussstrompreis zu erwarten ist, aber auch die Benutzungsstunden wesentlich zur Senkung der Strombereitstellungskosten beitragen können. Beispielsweise ergibt eine Variation der Strompreise für den Pumpbetrieb eines PSKW um $\pm 20\%$ eine Veränderung der Strombereitstellungskosten von 18 %. Bei der Redox-Flow Batterie führt die gleiche Variation des Bezugsstrompreises zu einer Veränderung der Bereitstellungskosten von 14,7 %. [GRIMM, 2007].

Aus weiteren Modellrechnungen geht hervor, dass die Zielinvestitionskosten für einen ausschließlichen Handel am Day-Ahead-Spotmarkt für CAES und PSKW unter den derzeitigen Investitionskosten liegen, d.h. ein wirtschaftlicher Betrieb nicht möglich ist (bzw. von 2002 bis 2010 nicht möglich war). Dies bezieht sich auf einen ausschließlichen Handel am Spot-Markt. Als konkretes Ergebnis der Arbeit [UMSICHT, 2011] werden folgende Daten bzgl. der Zielinvestitionskosten angegeben:

		Handel am Day-Ahead-Spotmarkt	Bereitstellung von Minutenreserve
Pumpspeicherkraftwerk	Optimale Dimensionierung	300 MW / 222 MW / 7 Volllaststunden	Vorgegebene Dim., keine Variantenrechnungen durchgeführt
	Zielinvestitionskosten		
	- 2002-2010	653 €/kW	---
	- 2007-2010	712 €/kW	717 €/kW
Betriebskennzahlen	- Zyklen pro Jahr	430	381
	- Anzahl Anfahrvorgänge pro Jahr	523	560
	- Mittl. Stillstandszeit	12,1 h	11,6 h
	- Energiedurchsatz	631 713 MWh	559 733 MWh
Adiabates Druckluftspeicherkraftwerk	Optimale Dimensionierung	300 MW / 288 MW / 6 Volllaststunden	Vorgegebene Dim., keine Variantenrechnungen durchgeführt
	Zielinvestitionskosten		
	- 2002-2010	398 €/kW	---
	- 2007-2010	429 €/kW	433 €/kW
Betriebskennzahlen	- Zyklen pro Jahr	310	265
	- Anzahl Anfahrvorgänge pro Jahr	377	412
	- Mittl. Stillstandszeit	15,6 h	14,9 h
	- Energiedurchsatz	443 536 MWh	379 851 MWh

Abbildung 3.6: Zielinvestitionskosten für PSKW und A-CAES [UMSICHT, 2011]

Abschließend kann man zusammenfassen, dass sich in allen hier angeführten Untersuchungen ein einheitliches Bild ergeben hat. PSKW sind derzeit und voraussichtlich auch in Zukunft die kostengünstigste Möglichkeit zur Stromspeicherung unter Betrachtung verschiedener Einsatzstrategien am Markt. Adiabte CAES folgen den Pumpspeicherkraftwerken, wobei die zukünftige Entwicklung aufgrund verschiedenster Einflüsse schwer vorhersehbar ist. Die geringsten Erträge können derzeit mit Redox-Flow-Batterien erwirtschaftet werden. Allerdings sollten dafür in mittelfristiger Zukunft Skaleneffekte positiven Einfluss auf die Kosten- und Technologieentwicklung haben. Wichtig ist es zu berücksichtigen, dass sich die vorliegenden Ausarbeitungen auf den derzeitigen Markt beziehen, der durch die massive Förderung der erneuerbaren Energieerzeugung nicht den eigentlich realistischen Marktpreisen entspricht.

Ein wirtschaftlicher Speicherbetrieb ist somit mehr von den Markteingriffen abhängig, als von den wirtschaftlichen- und technologischen Eigenschaften, die die vorgestellten Technologien mit sich bringen.

3.3 Beurteilung umweltrelevanter Faktoren

Generell ist zu erwähnen, dass es durch Speicher zu einem verminderten Gesamtwirkungsgrad in der Stromerzeugung kommt, wodurch die Energiebilanz negativ beeinflusst wird. Andererseits besteht aber, vorallem zukünftig, mit Energiespeichern die Möglichkeit Überschüsse an regenerativ erzeugten Energien zu speichern. Dieses Potenzial würde ansonsten durch geringere Einspeisung bzw. notwendige Abregelung verloren gehen.

Zu berücksichtigen sind aber auch die u.U. aufgrund des Primärenergiebedarfs in Kraftwerken entstandenen Emissionen bzw. auch der verursachte CO₂ - Ausstoß. Somit wäre im Einzelfall zu klären wie sich der Ladestrom für die Speicherung zusammensetzt. In Österreich ist es dahingehend bereits notwendig auch für den bezogenen Pumpstrom einen Herkunftsnachweis zu erbringen. Die Regularien dafür sind in den Paragraphen 78 und 79 des ElWOG festgeschrieben und werden von deren Einhaltung werden von der e-control beaufsichtigt. Ebenso muss der natürliche Zufluss in Speicherseen durch Kenntnis der bezogenen Strommenge für den Pumpbetrieb ermittelt werden, da nur die so gewonnene Energie als Energie aus erneuerbaren Energieträgern gewertet werden darf. Erhöht sich der Anteil des natürlichen Zuflusses, so reduzieren sich auch die u.U. verursachten Emissionen (durch Pumpstrombezug aus konventionellen Kraftwerken).

Im Bezug auf die „energetische Bilanz“ ist es wichtig zwischen den Auswirkungen eines veränderten Kraftwerksbestandes und eines veränderten Kraftwerkseinsatzes zu unterscheiden [VDI, 2009, S.188]. Die Vermeidung von CO₂ – Emissionen ist abhängig vom zukünftig eingesetzten Kraftwerkspark und natürlich von der Erzeugung des zur Einspeicherung herangezogenen Stroms [IWES, 2010, S.108]. Wie bereits erwähnt, kommt es bis zu einem gewissen Anteil erneuerbarer Energien, nämlich ca. 40 %, nur zu einer Optimierung bestehender Kraftwerke. D.h. zu Schwachlastzeiten würde es dazu führen, dass hauptsächlich steuerbare fossile Kraftwerke wie Braun- und Steinkohlekraftwerke zum Einsatz kämen, wodurch die verursachten Emissionen überdurchschnittlich hoch wären. Dem entgegenwirken sollte eigentlich der CO₂ – Zertifikatemarkt, indem Kraftwerke mit höheren Ausstößen auch höhere Stromgestehungskosten hätten. Allerdings ist es durch ein Überangebot an Zertifikaten zu einem Preisverfall am Zertifikatemarkt gekommen, wodurch die erwünschten Effekte ausblieben [DGB, 2013].

Durch einen Einsatz von Pumpspeichern kommt es aber andererseits zu einer erhöhten Nutzung von Mittel- und Grundlastkraftwerken, wodurch der wenig effiziente Teillastbetrieb sowie Anfahrverluste vermieden werden können [IWES, 2010, S.9]. Ähnlich stellt sich die Situation bei schnellen Regelvorgängen dar, für die meist Gaskraftwerke (kaum Kohlekraftwerke und Kernenergiekraftwerke) herangezogen werden, wodurch sich aber ein geringerer Wirkungsgrad des Gaskraftwerks von ca. 37 % ergibt. Durch genügend Speicher kann diese Situation maßgeblich verbessert werden. Die Bereitstellung von Regelenenergie durch PSKW ergibt Emissionseinsparungen gegenüber dem Einsatz von Gasturbinenkraftwerken [BRAUNER, 2006].

Umweltrelevante Wirkung haben **Speicherkraftwerke sowie Pumpspeicherkraftwerke** auch bei extremen Niederschlägen, indem sie einen Hochwasserschutz darstellen. Allerdings nehmen Speicherkraftwerke auch indirekt Einfluss auf die Fischerei, die Artenvielfalt und den Gewässeruntergrund. Die Talsperren und Staumauern für Speicherseen stellen Barrieren, zum einen für Sediment- und Geschiebe, zum anderen auch für Lebewesen und Organismen dar, wodurch es auch zum Einschneiden der Flusssole kommt. Soll eine Durchgängigkeit erzielt werden, so ist für die Speicherkraftwerke mit hohen Kosten zu rechnen. Abhilfe schaffen sog. Sedimentumleitstollen, welche die Sedimente in den natürlichen Flusslauf umleiten. Dies ist auch ein wesentlicher Beitrag für eine stabile Uferbeschaffenheit.

Abflussschwankungen (Schwall/Sunk) aufgrund der Betriebsweise eines Speicherkraftwerks können ebenfalls erhebliche Auswirkungen auf das ökologische Umfeld (Fische-

rei, Artenvielfalt und Gewässerunterhalt) im weiteren Flussverlauf haben (geregelt ist dies in den wasserrechtlichen Bestimmungen). In mehr oder weniger periodischen Abfolgen steigen und sinken die Pegel innerhalb kurzer Zeit. In Abhängigkeit der Jahreszeit kommt es im alpinen Bereich zu einer relativ starken thermischen Belastung des Gewässers. Wichtige Kenngrößen, die dahingehend zu berücksichtigen sind, sind das Abflussverhältnis zwischen Schwall und Sunk, die Wasserstands Differenz, die maximale Geschwindigkeit des Übergangs und die Länge der dadurch beeinträchtigten Fließstrecke. Abhilfe bzw. eine Vergleichmäßigung kann durch ein Schwallausgleichsbecken, welches zur Zwischenspeicherung und kontrollierten Wasserabgabe dient, geschaffen werden [HUBER, 2010, BIGLER, 2011]. Die diesbezüglichen Richtlinien wurden in der Vergangenheit weiter verschärft. Wesentlich hinsichtlich der ökologischen Auswirkungen sind auch die Bestimmungen, die für die Errichtung der Anlage zum Tragen kommen.

Für einen umfänglichen Einsatz der installierten und in Zubau befindlichen Pumpspeicherkapazitäten werden in Zukunft wohl grenzüberschreitende Leitungen an Bedeutung gewinnen, um einen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch schaffen zu können [KELAG, 2013]. Auswirkungen hat dies wiederum auch auf das Landschaftsbild, das ohnehin durch die Errichtung von Speicherkraftwerken in den Alpen grundlegend verändert wird.

Bei **CAES** stellt sich der Eingriff in die Natur vergleichsweise gering dar. Werden allerdings Salzkavernen zur Druckluftspeicherung eingesetzt, so kann sich dies beim Bau der Anlage negativ auswirken, sofern eine Aussolung der Salzkaverne notwendig ist. Dies erfordert auf jeden Fall eine umweltgerechte Entsorgung der anfallenden Salz-Wasser-Lösung [BURKHARDT 2009].

Für **Redox-Flow**-Speicher ist kein direkter Eingriff in die Natur notwendig. Die in der Batterie eingesetzten Materialien sind weitgehend unbedenklich und kommen im Normalfall außerdem nicht in die Umwelt. Bei neu entwickelten Elektrolyten könnte es allerdings zum Einsatz von toxischen Komponenten kommen (z.B. H_2SO_4), was für einen späteren Recyclingprozess zu berücksichtigen ist [KEAR, 2011]. Im Vergleich zu vielen andern chemischen Speichern sind aber keine Schwermetalle vorhanden.

3.4 Resultierende Überlegungen für die Speichertechnologien

Unter Anbetracht der derzeitigen Gegebenheiten am Elektrizitätsmarkt sind auch **PSKW** nur an günstigen Standorten und bei geringen Investitionskosten rentabel. Zum Ausgleich von kurzfristigen Schwankungen stellen PSKW die kostengünstigste großtechnische Speicherung dar. Um einen wirtschaftlichen Betrieb von PSKW zu gewährleisten ist eigentlich nur ein Betrieb als Tagesspeicher und auch die Zurverfügungstellung von Regelleistung sinnvoll, um einen möglichst rentablen Betrieb zu gewährleisten [IWES, 2010]. Unterschieden werden muss dabei, ob ein natürlicher Zulauf vorhanden ist oder nicht, da in diesem Fall große Energiemengen bei geringen Kosten bereitgestellt werden können. Für einen wirtschaftlichen Wochenspeicher kommt am ehesten noch ein PSKW in Frage, allerdings sind weitaus rentablere Betriebsweisen möglich [DENA, 2010]. Abhängig ist dies u.a. vom Verhältnis Lade- bzw. Entladenennleistung und der Speicherkapazität, also den zu Grunde liegenden Rahmenbedingungen. Generell stellen PSKW auch die wirtschaftlichste Möglichkeit der untersuchten Technologien dar, um für einen längerfristigen Ausgleich zu sorgen (Wochen/Monate). Allerdings sind die installierten PSKW-Kapazitäten z.B. in Deutschland heute bei weitem, für die zukünftigen Bedarf, nicht ausreichend [DENA, 2010]. Die damit einhergehenden geringen Zyklenzahlen wirken sich negativ auf die Bereitstellungskosten aus. Die sinnvollste Möglichkeit, um für einen saisonalen Ausgleich zu sorgen, ist eine Kombination aus Überkapazitäten von Erzeugungseinheiten und Speichern [AEA, 2010, ISEA, 2012, JOANNEUM, 2012].

Diabate Druckluftspeicher sind ebenfalls technisch ausgereift, weisen aber einen geringeren Wirkungsgrad auf und müssen in Kombination mit einer Gasturbine betrieben werden. Auch für die Druckluftspeicher besteht aufgrund der topografischen Anforderungen an PSKW ein nicht unwesentlicher Bedarf. So könnten Druckluftspeicher als erzeugernahe Speicher im Norden Deutschlands eingesetzt werden, und dort vorhandene Salzkavernen zur Druckluftspeicherung nutzen. Aufgrund der derzeitigen Marktgegebenheiten und den speicherspezifischen Eigenschaften ist es heute schwierig, diese Technologie einzusetzen. Auf diese Zusammenhänge wird im folgenden Kapitel noch genauer eingegangen. Große Erwartungen liegen daher in den adiabaten Druckluftspeichern, welche mit der notwendigen Anlagenauslegung, abgesehen von der erreichbaren Speicherkapazität, an die Eigenschaften von PSKW heranreichen könnten [VDI, 2009, IWES, 2010, BURKHARDT 2009].

Hinsichtlich der **Redox-Flow-Batteriespeicher** ist eine ökonomische Beurteilung zur Zeit ebenfalls noch schwierig, da die zukünftige Preisentwicklung sehr stark von der Nachfrage nach diesen Anlagen abhängen wird (vgl. PV-Technologie) [JOANNEUM, 2012]. Der Markt zur Nutzung dieses Speichertyps außerhalb von Europa lässt auch einen zukünftigen Einsatz hier vermuten. Dort sind bereits einige Anlagen in Betrieb. Die erreichbaren Größenordnungen sowie die dabei erreichte Zuverlässigkeit stellen eine solide Basis für Weiterentwicklungen dar. Hinsichtlich dezentralem Speichereinsatz erscheint diese Technologie sehr vielversprechend.

Welche Technologie nun am besten geeignet ist, kann im allgemeinen nicht gesagt werden. Dazu sind die Einflussfaktoren zu vielfältig. Je nach Einsatzzweck bzw. -kriterium ergeben sich unterschiedliche technisch-wirtschaftliche Optima. Generell wird derzeit das Problem absehbar, dass verstärkt eine mittel- bis langfristige Speicherung unumgänglich ist. Dies entspricht aber genau dem Szenario, in dem alle hier betrachteten Speichertechnologien nicht rentabel sind. Für effektiv längerfristige Speicherzyklen ist derzeit, und auch über die nächsten Jahre hinweg, keine Realisierung von A-CAES und Redox-Flow-Batterien absehbar.

Hierzu könnten andere Technologien interessant werden, sofern am Markt solche Systeme etabliert werden können. Meist weisen Technolgien (Wasserstoffspeicherung, Power2Gas), die eine Langzeitspeicherung ermöglichen, einen schlechten Wirkungsgrad auf.

4 Marktumfeld elektrischer Energiespeicher

In diesem Kapitel wird verstärkt darauf eingegangen, in welchem Marktumfeld elektrische Energiespeicher zum Einsatz kommen. Wichtig ist dabei auch die Entwicklung in den vergangenen Jahren sowie ein Ausblick auf die sich abzeichnende Entwicklung. Insbesondere wird weiters auf mögliche Alternativen und notwendige Anreize eingegangen, die genützt bzw. geschaffen werden müssten.

4.1 Aktuelle Marktsituation

Die heutigen Strommärkte führen aufgrund der Strombörsen zu kostenminimalen, variablen Stromgestehungskosten, indem nach dem Merit-Order-Verfahren vorgegangen wird und tragen dadurch stark zur Effizienz bei [STIGLER, 2013]. Die Kraftwerke werden also in Abhängigkeit derer Grenzkosten eingesetzt. Pumpspeicher kommen hauptsächlich zur Spitzenlastzeugung sowie zur Bereitstellung von Regel- und Reserveleistung zum Einsatz [IWES, 2010]. Neben der Entleerung von PSKW werden dafür auch Gasturbinenkraftwerke eingesetzt.

Daher konkurrieren Energiespeicher mit anderen Anbietern. Jeder Marktteilnehmer erhält letztendlich den Preis des letzten marginalen Angebots, d.h. das letzte noch herangezogene Angebot bestimmt die Höhe der Zahlung. Allerdings kommen derzeit bei der Preisbildung fast nur die variablen Kosten zum Tragen. In der Elektrizitätserzeugung besteht aber der Großteil der Kosten aus Fixkosten. Dies wirkt sich negativ auf die Kraftwerksbetreiber aus, da nur geringe Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden können [VDE, 2012, IWES, 2010].

Schwankende Energieerzeugung wirkt sich (normalerweise) direkt auf den Strompreis aus, wodurch es zu Anreizen für eine Speicherung kommen sollte. Stromspeicher führen am Markt zu einer Glättung der stündlichen Strompreisprofile und damit generell zu ei-

ner Verminderung der kurzfristigen Strompreisvolatilität. In der Vergangenheit wurden nachfragebedingte Schwankungen, welche über längere Zeit anhalten, durch Mittellastkraftwerke ausgeglet. Spitzenlasten, wie sie am Abend und zu Mittag auftreten, wurden von Spitzenlastkraftwerken übernommen. Aufgrund der fluktuierenden Einspeiser hat sich diese Situation aber grundlegend verändert, da es kaum noch mehr zu einer Mittagsspitze kommt bzw. diese durch die Einspeisung aus erneuerbaren Energien - insbesondere PV - gekappt wird. Außerdem folgt durch die Effekte der erneuerbaren Energien eine Kostenerhöhung bei den konventionellen Kraftwerken, da diese vermehrt im Teillastbetrieb gefahren werden müssen (durch die fehlende Planbarkeit). Außerdem muss derzeit eine höhere Reserve-/Regelleistung vorgehalten werden [HIH, 2011, FRONTIER, 2011].

Erzeugungseinheiten, welche erneuerbare Energien nutzen, bekommen eine Vergütung, welche über die in den Stromkosten (der Endverbraucher) enthaltenen Ökostromumlage bzw. Ökostrompauschale und -förderbeitrag finanziert wird. Da die aus erneuerbaren Energien gewonnene elektrische Energie Einspeisevorrang hat, wird diese unabhängig von deren Stromgestehungskosten „vermarktet“ (Grenzkosten = 0), wodurch die Durchschnittspreise am Markt bzw. an der Börse sehr stark gedrückt werden (Merit-Order-Effekt). Dies erhöht tendenziell die Preisvolatilität, da zu Zeiten geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien der Bedarf anderweitig zu höheren Kosten gedeckt werden muss. Diese Zusammenhänge haben wesentlichen Einfluss auf die speicherspezifischen Bereitstellungskosten. Die vorrangige Einspeisung volatiler Erzeugung führt zu einer erheblichen Marktverzerrung [KELAG, 2013]. Unter anderem hat dies auch gravierende Auswirkungen auf den Zubau und Betrieb von Gaskraftwerken, welche aber einen wichtigen Beitrag zur Versorgungszuverlässigkeit leisten sollten.

Eine weitere Möglichkeit neben dem Handel an der Börse besteht darin, dem Übertragungsnetzbetreiber Regelenenergie im Pay-as-Bid Prozess anzubieten. Das bedeutet, dass jedes akzeptierte Gebot zum Gebotspreis angenommen wird¹. Für die Primärregelung wird nur mit dem Leistungspreis angeboten, für die Sekundär- und Tertiärregelung auch mit dem Arbeitspreis, denn hier wird nur die tatsächlich abgerufene Arbeit vergütet.

¹ Dies steht im Gegensatz zum Market Clearing Preis bei dem das teuerste akzeptierte Gebot den Preis festlegt.

4.2 Marktumfeld der elektrischen Energiespeicher

Wie bereits dargelegt wurde, sind die Rahmenbedingungen für Speicherbetreiber von wesentlicher Bedeutung für einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage. Daher wird nun auf das derzeitige Marktumfeld sowie die mittelfristige Entwicklung eingegangen, um Aufschluss darüber zu erlangen, welche Möglichkeiten in Zukunft zu erwarten sind bzw. welche kritischen Einflussfaktoren einen Speichereinsatz gefährden können.

Grundlegenden Einflussfaktoren sind wesentlich für einen ökonomisch sinnvollen Betrieb [BMU, 2007]:

- Eine heterogene Merit-Order - d.h. günstige Grundlast, teure Spitzenlast
- Zukünftige Brennstoffpreise, welche für Grund- und Spitzenlastherzeugung ausschlaggebend sind. Diese haben eine direkte Auswirkung auf den Spread am Markt
- Die Flexibilität des konventionellen Kraftwerksparks, um Schwankungen auszugleichen. Derzeit wird verstärkt an thermischen Kraftwerken gearbeitet, um diese möglichst flexibel einsetzen zu können
- Durch einen wachsenden Betrag der Windenergieeinspeisung ergibt sich durch den Merit-Order-Effekt eine erhöhte Volatilität des Strompreises. Daher steigt die Nachfrage an Minutenreserve
- Anlagen, die in Betrieb sein müssen, wie z.B. wärmegeführte KWK² vermindern den Strompreis in den Off-Peak-Perioden was zu einer höheren Preisdifferenz zwischen Off-Peak- und Peak-Preisen führt
- Kraftwerkspark und Rahmenbedingungen, die in den Ländern vorliegen
- CO₂-Zertifikatemarkt

In Zukunft werden zwei Parameter wesentlich die Rentabilität von Speicherkraftwerken beeinflussen: Zum einen die geringen Preise zu Starkwind-/Schwachlastzeiten, zum anderen u.U. die CO₂-Zertifikatepreise. Diese könnten die Stromkosten von alten Kohlekraftwerken erhöhen und damit zu einer geringeren Rentabilität von Speichereinheiten führen. Die Entwicklung hinsichtlich des CO₂-Zertifikate-Marktes ist jedoch schwierig einzuschätzen [DENA, 2010].

² Wärmegeführte KWK-Anlagen müssen bei Wärmebedarf in Betrieb sein und elektrische Energie einspeisen, wodurch der Strompreis tendenziell vermindert wird.

4.2.1 Märkte, an denen Energiespeicher teilnehmen können

Für Betreiber von Speicheranlagen besteht die Möglichkeit Fahrplanenergie und auch Regelleistung/-leistung zu handeln, da sie sowohl positive als auch negative Regelleistung anbieten können. Durch einen Handel an Strombörsen (z.B. European Power Exchange AG in Leipzig - EPEX, EXAA in Wien) besteht die Möglichkeit einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage basierend auf Arbeitspreisen zu schaffen. Alle Angebote werden in einer Merit-Order-Liste zusammengefasst, wodurch die Abrufreihenfolge ermittelt wird.

Für den Handel an den Strombörsen kann folgende Unterteilung nach Handelszeiten vorgenommen werden [STRESE, 2010, AEA, 2010, HEILAND, 2013]:

- EEX-Terminmärkte: Hier werden Termingeschäfte von Monats-, Quartals- und Jahresprodukten (1 Woche bis 6 Jahre) mit Futures und Optionen kontinuierlich abgewickelt (kein Einheitspreis) und dienen zur Sicherstellung der Grundversorgung.
- Spotmarkt: Abwicklung von Geschäften mit Stundenprodukten für den nächsten Tag (Day ahead Markt) zur Deckung der täglichen Lastverläufe. Der Preis ist abhängig von Angebot und Nachfrage (Einheitspreisverfahren).
- Intradaymarkt dient für Geschäfte mit Stundenprodukten bis 75 min. vor der Lieferung, um kurzfristige Bedarfsänderungen zu berücksichtigen. Mittlerweile gibt es auch einen 1/4-Stunden-Intraday-Handel.
- Afterdaymarkt dient durch bilanziellen Handel für einen Ausgleich.

Da der Übertragungsnetzbetreiber für einen sicheren Netzbetrieb verantwortlich ist, besteht eine seiner Kernaufgaben in der Sicherstellung ausreichender Regelleistung. Die Netzbetreiber schreiben die Regelleistung aus. Eine Vorhaltung von Kapazitäten wird damit entlohnt, wodurch sich ein Potenzial von zusätzlichen Erlösen für Speicherbetreiber ergibt [STRESE, 2010]. Derzeit gehen Überlegungen auch dahin, dass Transmission System Operator (TSO) auf Speicher zugreifen können sollten, um für eine Regelung im Netz zu sorgen [KELAG, 2013].

Einen wichtigen Fortschritt dahingehend stellt der Netzregelverbund (NRV) dar, der durch die vier größten deutschen Übertragungsnetzbetreiber gebildet wurde. Damit soll verhindert werden, dass es zu einer gegenläufigen Aktivierung von Regelleistung kommt

und somit ein kostenoptimaler Einsatz erfolgen kann. Wie sich in der Vergangenheit gezeigt hat, ist sowohl die insgesamt ausgeschriebene Sekundärregelleistung (SRL) als auch die ausgeschriebene Minutenreserveleistung (MRL) dadurch wesentlich zurückgegangen. 2011 hat die Bundesnetzagentur in Deutschland die Mindestangebotsgröße für SRL und MRL sowie die Ausschreibungszeiträume (für SRL) reduziert, um den Marktzutritt für neue Anbieter zu erleichtern. Dadurch sind neue Chancen für DSM und Energiespeicher entstanden [BNA, 2012, PILGRAM, 2013].

Ein gemeinsamer Regelleistungsmarkt innerhalb Deutschland wurde mittlerweile eingeführt, wodurch aufgrund des Saldenausgleichs der Regelzonenführer die vorzuhaltende Regelleistung wesentlich reduziert werden konnte.

Bisheriger Speichereinsatz

Vor der Liberalisierung der Strommärkte wurden die Kraftwerke im hydrothermischen Verbund betrieben, um minimale Erzeugungskosten zu erreichen und damit einen möglichst optimalen Kapitaleinsatz [GUTSCHI, 2011]. Der Strombezug von PSKW erfolgte zu Off-Peak-Zeiten (20:00 h bis 08:00 h) bzw. in der Nacht. Die gelieferte Spitzenenergie wurde zu den Peak-Zeiten (08:00 h bis 20:00 h) verkauft [AEA, 2010]. Aufgrund der strukturell vorliegenden Marktpreise ermöglichte dies einen gewinnbringenden Betrieb.

Ist-Situation

Durch die Liberalisierung der europäischen Strommärkte und insbesondere die massiv geförderten erneuerbaren Energien kam es auch zu einer Veränderung der Elektrizitätswirtschaft, wodurch sich auch der Einsatz von PSKW veränderte. Speicherkraftwerke müssen immer dann eingesetzt werden, wenn ein Deckungsbeitrag erwirtschaftet werden kann um annähernd rentabel zu arbeiten. Um dies zu erreichen werden Speicherkraftwerke heute und in Zukunft vermehrt zur Bereitstellung von Regelleistung und Systemdienstleistungen herangezogen werden. In Zukunft könnte dies um so mehr notwendig sein, da dann konventionelle Kraftwerke, die diese Aufgabe zum Teil heute übernehmen, nicht mehr verfügbar sind [GUTSCHI, 2011].

Wie bereits im Kapitel 1.3 beschrieben wurde, ist der Betrieb von Speicherkraftwerken von sehr vielen Faktoren abhängig. Zum Ausgleich volatiler Erzeugung ergeben sich mittlerweile auch andere Zyklen, die von den Jahreszeiten und Wetterverhältnissen abhängig sind [POPP, 2010]. Der Einsatz erfolgt nach ökonomischen Zielen und regulierenden

Rahmenbedingungen (z.B.: Wasserführung). Eine konkrete Vorhersage des Speicher- und Pumpbetriebs ist heute kaum mehr möglich. Dies liegt u.a. darin begründet, dass die typischen Tag-/Nachtzyklen bzw. die Mittagsspitze so nicht mehr existieren. Aufgrund der weitgehenden Entkopplung des Speichereinsatzes vom ursprünglichen Zweck sowie den vorherrschenden Fördertarifen für erneuerbare Energien, ergeben sich wesentliche Auswirkungen auf die Deckung des Speicherbedarfs (insbesondere langfristig). Somit erfolgt kein Zubau von Erzeugungseinheiten bzw. Speichern, die dem Erzeugungsausgleich bei fehlender regenerativer Energieerzeugung (auch hinsichtlich saisonaler Speicher) dienen. Die höchsten Stundenpreise werden mittlerweile am Tagesrand erreicht. Die Einspeisung von Wind und Sonne bestimmt mittlerweile die Preise am Markt [OGE, 2013]. Um die beschriebenen Auswirkungen zu veranschaulichen, sei auf die Abbildungen 4.1 und 4.2 verwiesen. Dort ist einerseits die Entwicklung der Wochenverläufe in den letzten 6 Jahren dargestellt und andererseits die Entwicklung der Wälzerlöse der vergangenen Jahre. Das Wegfallen der klassischen Mittagsspitzen zeigt sich deutlich im Rückgang der Erlöse. Sehr gut zu sehen ist dies im Zeitraum von 2008 bis 2010.

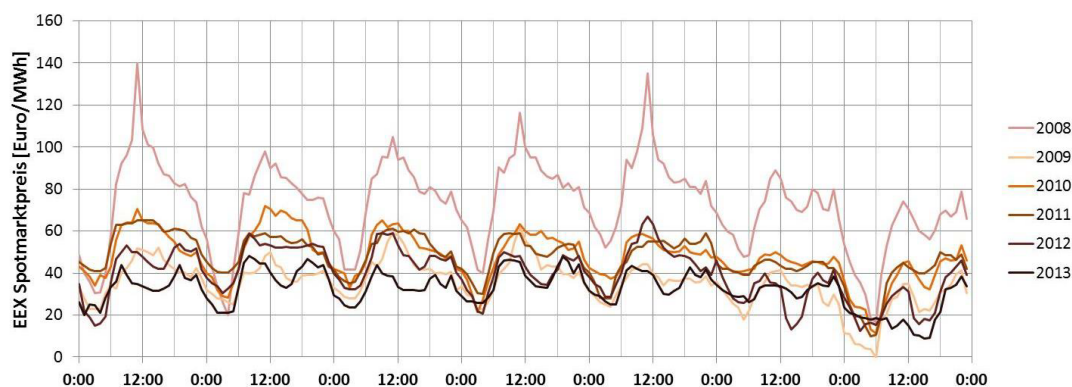


Abbildung 4.1: Wochenverläufe der EEX-Spot-Preise (der zweiten Juliwoche) von 2008 - 2013 [KELAG, 2013]

Wie man sieht ist es langfristig zu einem Sinken des Preisniveaus gekommen. Der Rückgang der Preisspreizungen wirkt sich erheblich auf die Ertragslage von Speichereinheiten, im konkreten Fall Pumpspeicher, aus. Für adiabate Druckluftspeicher und Redox-Flow-Systeme wäre diese Situation aufgrund der höheren Bereitstellungskosten nochmals schwieriger bzw. würde eine geringere Volllaststundenzahl resultieren.

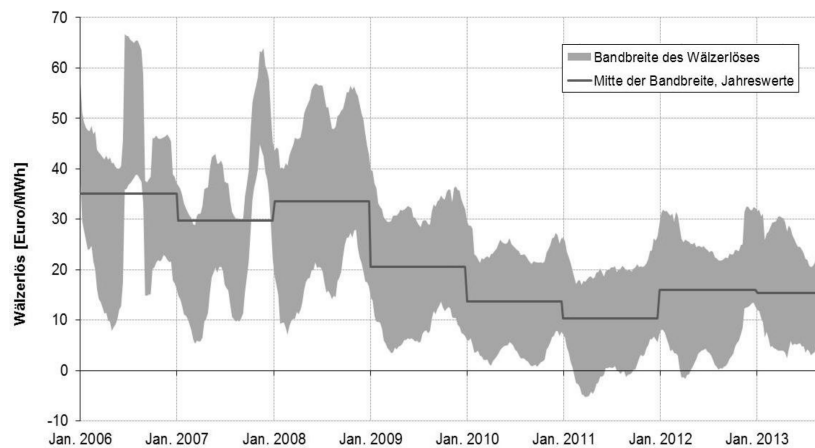


Abbildung 4.2: Entwicklung der Wälzerlöse für einen Wälzwirkungsgrad von 75 % aus einer Optimierungsrechnung der Verbund AG bzw. aus Peak-/Off-Peak-Preisen von 2006-2013 [KELAG, 2013]

Aus verschiedensten Jahresdauerlinien geht der Effekt des fallenden Preisniveaus hervor. In den vergangenen vier Jahren kam es zu einem Sinken der Peak-Preise um ca. 40 %, der Off-Peak-Preise um ca. 30 % sowie der Base-Preise um etwa 35 % [OGE, 2013]. Trotzdem sind bereits 2009 zu Off-Peak-Zeiten für kurze Intervalle negative Strompreise am Intraday-Markt aufgetreten; ebenso sind aber auch für kurze Zeiten sehr hohe Strompreise angefallen [DENA, 2010].

Negative Strompreise können dann auftreten, wenn es bei bereits geringer Nachfrage (meist zu Off-Peak-Zeiten) zu einem hohem Energieangebot kommt. Dies lässt sich auf Änderungen der Wettersituation und der daraus resultierenden Abweichung von der Prognose zurückführen. Sofern keine Drosselung von Anlagen möglich ist, und um die Netzstabilität zu gewährleisten, wird der Bezug der überschüssigen Energie über den Strompreis abgegolten und dieser wird somit negativ.

Das heißt, es wird teilweise bereits Energie unter den Gestehungskosten verkauft³. Diese Situationen treten aber sehr selten auf. Allerdings kann sich dieser Effekt durch einen weiteren Ausbau der erneuerbarer Energien weiterhin verstärken. Wie in Abbildung 4.1 zu sehen ist kommt es über Tages- und Wochendauer zu sinkender Preisvolatilität, was jedoch historisch gesehen einen Hauptanreiz für Pumpspeicher dargestellt hat. Die Auswirkungen dieser Tendenzen werden auch aus der Abbildung 4.2 ersichtlich. Man sieht, dass in den vergangenen Jahren sowohl der erzielbare als auch der mittlere Wälzerlös

³ Anm.: Es wird der Zusammenhang zwischen Residuallast und Spotmarktpreis deutlich.

deutlich zurückgegangen sind. Wobei hier ebenfalls ein leichter Anstieg in den vergangenen beiden Jahren zu verzeichnen ist. Es wird also auch für PSKW schwieriger die notwendigen Deckungsbeiträge zu erwirtschaften. Wesentlichen Einfluss auf die Spotpreisentwicklung haben auch die Prognosen für die Erzeugung aus PV und Wind sowie daher auch die zu Grunde liegende Prognosegüte.

Aufgrund der dargestellten Zusammenhänge gewinnt der Intraday-Handel zunehmend an Bedeutung [OGE, 2013].

Intraday-Markt

Derzeit kommt es in Österreich teilweise zu Fahrplanabweichungen von 1.200 - 1.300 MW (Intraday) [CHRISTINER, 2012]. Diese Fahrplanabweichungen stellen eine Chance für Energiespeicher dar. In diesem Zusammenhang zeigte sich in den vergangenen Jahren deutlich, dass die Flexibilisierung der Pumpleistung immer wichtiger wird. So z.B. wird es immer häufiger notwendig im PSKW Kops von 100 % Pumpleistung auf 100 % Turbinenleistung umzustellen [KELAG, 2013]. Wichtig ist am Markt heutzutage generell die Flexibilität und schnelle Reaktionsfähigkeit. An Bedeutung hat dieser Markt dahingehend gewonnen, dass es zunehmend zu einer Verlagerung des Handels von Regelleistung in den Intraday-Markt gekommen ist (1/4-Stunden-Handel) [OGE, 2013]. So kam es nach der Einführung der Vermarktung des EEG-Stroms an der Börse zu einem Anstieg des 1-Stunden-Intraday-Handels von 2007 bis 2013 von durchschnittlich ca. 700 MWh auf 2.000 bis 3.000 MWh. Beim mittlerweile installierten 1/4-Stunden-Intraday-Handel (hauptsächlich genutzt für ÜNB zum PV-Ausgleich) kommt es zu Schwankungen zw. ca. 400 bis 2.000 MWh. Die saisonalen Schwankungen (Sonneneinstrahlung) fallen dabei besonders ins Auge [OGE, 2013, CHRISTINER, 2012].

Regelleistung

Aufgrund des Ausbaus erneuerbarer Energieträger und der zu gewährleistenden Versorgungssicherheit stellt auch der Regelleistungsmarkt einen immer interessanter werdenden Zielmarkt dar. Die erzielbaren Preise werden aufgrund der vermehrten Einspeisung aus fluktuierenden Energien größer. Ein Zubau von Speicherkraftwerken würde dem allerdings entgegenwirken [FEW2009]. Kommt es zu einem Leistungsüberschuss, so muss dieser vom Übertragungsnetzbetreiber vermarktet werden; je nach Ausgangssituation auch als Export im UCTE-Netz [VDE2, 2008]. Speicherbetreiber können im Pay-as-bid Prozess dem ÜNB Regelleistung anbieten.

Für die **Primärregelung** wird nur mit einem Leistungspreis angeboten. Die Ausschreibung erfolgt wöchentlich. Das Mindestangebot liegt bei 1 MW. Die Aktivierung erfolgt innerhalb von 30 Sekunden vollautomatisch und solidarisch. Sie muss für 15 Minuten gewährleistet werden. Als Primärregelleistung werden in Deutschland ca. 3.000 MW vorgehalten. In Österreich lag der Wert 2013 bei ± 66 MW. Im Jahr 2013 lag der Preis je wöchentlich bereitgestellter 1-MW-Primärregelleistung zwischen 2.300 und 3.500 €/MW (laut Angaben der Ausschreibungsübersicht) [PILGRAM, 2013, DENA, 2008].

Die **Sekundärregelreserve** wird mit den Vorhaltekosten/Leistungspreis inkl. dem Arbeitspreis für die abgerufene Energie wöchentlich angeboten. Das Mindestangebot liegt bei 5 MW. Bei Abruf erfolgt die Aktivierung innerhalb von 5 Minuten und wird normalerweise durch Gasturbinenkraftwerke und PSKW gedeckt. Die angebotene Leistung muss bis zu einer Stunde aufrecht gehalten werden können. Die Rangfolge richtet sich hier nach dem Arbeitspreis. Für die eingespeiste Sekundärregelenergie erhält der Einspeiser eine entsprechende Rücklieferung. Diese sog. Kompensationsprogramme werden separat ausgeschrieben und über die Strombörse (EXAA) abgewickelt. Die anfallenden Kosten werden in den Clearingpreis für das Bilanzgruppenclearing eingerechnet und sind von den Bilanzgruppen im Rahmen der Abrechnung der Ausgleichsenergie zu tragen [HEILAND, 2013, DENA, 2008, AEA, 2010, PILGRAM, 2013]. Zur Bereitstellung von Sekundärregelreserve können PSKW und zukünftig auch Redox-Flow Anlagen herangezogen werden.

Minutenreserve wird zum Leistungs- und Arbeitspreis angeboten, nach dem Leistungspreis gelistet und vom Regelzonenführer nach Merit-Order auch in Anbetracht des Arbeitspreises abgerufen. Die Ausschreibung erfolgt täglich, wobei auch hier das Mindestangebot 5 MW betragen muss. Der Abruf erfolgt teilautomatisiert, wobei die Lieferung innerhalb von 15 Minuten beginnen muss und bis zu mehreren Stunden beansprucht werden kann (z.B. zum Ausgleich von Windprognosefehlern). Bei einem Zuschlag wird der angebotene Leistungspreis (o.a. Bereitstellungspreis) bzw. bei einer Inanspruchnahme auch der Arbeitspreis vergütet [AEA, 2010, PILGRAM, 2013]. Alle drei ausgearbeiteten Speichertechnologien könnten für eine Erbringung von Minutenreserve eingesetzt werden.

Aus vorliegenden Untersuchungen geht hervor, dass negative Minutenreserve zwischen

04:00 h und 08:00 h speziell aber auch an Sonn- und Feiertagen sehr gut vergütet wird. Bezüglich des Arbeitspreises ist festzuhalten, dass mit einer Einsatzwahrscheinlichkeit von 60 % bis 70 % zu rechnen ist. Es zeigte sich darin auch, dass sich je nach Speichertechnologie eine Bereitstellung von Minutenreserve zu gewissen Tageszeiten nicht lohnt, und ein Einsatz am Day-Ahead-Markt daher sinnvoller ist [UMSICHT, 2011].

Um am Minutenreservemarkt agieren zu können, müssen die technischen Anforderungen des Regelzonenführers erfüllt werden. Außerdem ist eine Zustimmung des Bilanzgruppenverantwortlichen notwendig.

Die erzielten Preise für Regelleistung sowohl für den Leistungspreis als auch für den Arbeitspreis schwanken sehr stark, u.a. in Abhängigkeit von der Jahreszeit. Interessant ist auch, dass die Leistungspreise für negative MRL ein Vielfaches der Preise für positive MRL erreichen können. Reine Regelenergievermarktung bringt aber generell nur geringe Erlösanteile. Die Haupterlöse werden am Spotmarkt erzielt [PILGRAM, 2013, HEILAND, 2013].

4.2.2 Zukünftig zu erwartende Einsatzmöglichkeiten

In umfangreichen Berechnungen des Fraunhofer Instituts UMSICHT [UMSICHT, 2011] hat sich gezeigt, dass die Betriebserlöse von Speichern durch den Handel am Day-Ahead-Spotmarkt über die Jahre hinweg sehr starken Schwankungen unterworfen sein können. Um einen optimalen Einsatz zu ermitteln sind sehr komplexe Modelle notwendig, welche die wichtigsten Rahmenbedingungen berücksichtigen und eine Voraussage auf den Spotpreis zulassen. Mit diesem Wissen, könnte letztendlich eine Optimierung des Speichers stattfinden. Die Betriebserlöse schwanken nicht nur mit der Volatilität des Spotpreises, was allgemein angenommen wird. Es zeigte sich auch, dass das aktuelle Spotpreisniveau wesentlichen Einfluss auf die erzielbaren Erlöse hat. Umso höher dieses Niveau liegt, desto geringer werden die Erlöse. Dies ist im Wesentlichen auf den Zusammenhang der aus Formel 3.5 hervorgeht zurückzuführen.

Dieser Effekt konnte auch bei eigenen Berechnungsergebnissen festgestellt werden und ist in der Abbildung 4.3 ersichtlich. Im konkreten Fall wurden die Berechnungen für das PSKW Goldisthal durchgeführt (Anlageninvestition = 700 Mio.€; Wälzwirkungsgrad = 81 %). Der Wirkungsgrad für die Einspeicherung und die Ausspeicherung wurde mit jeweils 90 % als gleich angenommen, da dies wiederum Auswirkungen auf die notwendige Zyklenanzahl hätte.

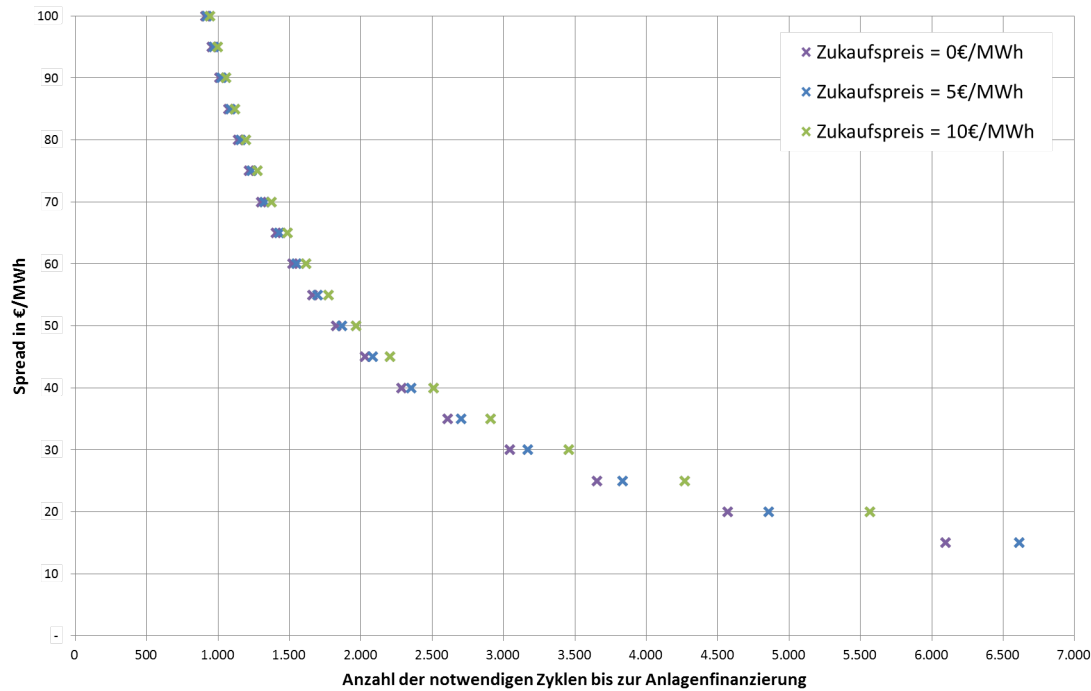


Abbildung 4.3: Auswirkungen des Preisniveaus auf die Anlagenamortisation

Mit einem geringeren Wirkungsgrad, ergibt sich ein dahingehend stärkerer Effekt, d.h. im Umkehrschluss, je höher das Spotpreinsniveau liegt, umso wichtiger wird die Auslegung hinsichtlich eines hohen Wirkungsgrades. Ein geringerer Wirkungsgrad würde zu noch höheren notwendigen Zyklenanzahlen führen. Zu einer weiteren Steigerung des Effektes würde natürlich auch die Berücksichtigung der jährlichen Verzinsung des eingesetzten Kapitals führen. Dieser Einfluss wurde in Abbildung 4.3 nicht berücksichtigt. Hier sei angemerkt, dass das Spotpreinsniveau in der jüngeren Vergangenheit rückläufig ist.

Das in der Literatur angegebene Optimum für einen typischen Speichereinsatz am Spotmarkt liegt bei einer Volllaststundenzahl von ca. 6-7 [UMSICHT, 2011]. Betont sei hier nochmals, dass dieses Optimum sich auf die Maximierung des Gewinns bezieht und nicht auf die Integration von Erzeugungsanlagen basierend auf erneuerbaren Energien.

Allgemeines Optimierungspotenzial, im Prinzip unabhängig von der Technologie (allerdings nicht von Speicherparametern), besteht insbesondere bei der Einsatzplanung. Trotz bereits sehr guter Modelle liegen die Einnahmen aus dem Speicherbetrieb unter denen, die bei einer optimalen Bewirtschaftung (bei voller Information hinsichtlich Preisverlauf, die im Vorhinein nicht vorliegt) erzielt werden könnten [JOANNEUM, 2012].

In Kombination mit Speichern kann durch erneuerbare Energien Regelleistung erbracht werden. Insbesondere positive Regelleistung spielt dabei eine wesentliche Rolle. Mittlerweile wurden Maßnahmen ergriffen, um auch kleineren Erzeugungseinheiten den Zugang zu diesen Märkten zu ermöglichen, was sich grundsätzlich positiv auf einen wirtschaftlichen Betrieb von kleinen Speicheranlagen auswirken sollte.

Konkrete Aussagen hinsichtlich der Entwicklung der Regelleistungsmärkte sind aufgrund der vielfältigen Einflüsse schwierig. Wie in Kapitel 1.4.3 bereits gezeigt wurde, ist zu erwarten, dass je nach zukünftiger Prognosegüte ein Bedarf an Regelleistung bestehen wird. Des Weiteren kommt es zu einem erhöhten Bedarf an Spitzenlastdeckung. Wesentlich ist auch, dass es zunehmend zu einem höheren Energiebedarf kommen wird, was allerdings für längere und somit unrentable Zyklendauern spricht.

Zukunftsträchtig erscheint auf jeden Fall auch die Unterstützung der Vermarktung von erneuerbaren Energien bei reduzierter (marktabhängiger) Einspeisevergütung oder auch die Integration von Speichern in virtuellen Kraftwerken. Auf diese Thematik wird im Kapitel „Alternativen zur Speicherung“ noch konkret eingegangen [STRESE, 2010].

Wichtiger wird u.U. auch die Option der Überbrückung von Netzengpässen durch den gezielten Einsatz von Speichern. Dies müsste durch den Netzbetreiber veranlasst und auch über diesen abgegolten werden. Schlussendlich könnten die Kosten dafür durch die Nutzungsentgelte gedeckt werden [BMU, 2007]. Konkrete Überlegungen zu dieser Thematik wurden bereits im Abschnitt Engpassmanagement auf Seite 32 angestellt.

4.2.3 Netznutzungsentgelt

Ein weiterer anzusprechender Punkt ist die in Europa bzw. der UCTE uneinheitlich geregelte Behandlung von Netznutzungsentgelten (NNE) für Energiespeicheranlagen, wodurch es zu einer Marktverzerrung kommt. Derartige nicht angegliche Regularien sowie nicht vorhandene Fördermodelle stellen wesentliche Hemmnisse im ansonsten freien Markt dar.

Die aktuelle marktwirtschaftliche Situation für PSKW in **Österreich** stellt sich auch hinsichtlich der Doppelbelastung (NNE und NVE also Netzverlustentgelte im Pumpbetrieb; Systemdienstleistungsentgelt und NVE bei der Einspeisung [SCHMIDT, 2013]) durch die Netztarife schwierig dar, da dadurch die Wettbewerbsfähigkeit sehr stark eingeschränkt wird. Für neu errichtete PSKW in Österreich (2013-2020) wird kein Pumpstromnetzentgelt fällig, für ältere Anlagen schlägt sich dies mit 3 €/MWh zu Buche. Die Entwicklung der Wälzerlöse lag 2013 im Jahresmittelwert bei 15 €/MWh, wobei der Abschlag in

Form der Netzentgelte von 5,5 €/MWh (variable Kosten) noch berücksichtigt werden muss (für neue Anlagen um 3 € reduziert). Letztendlich kann man durch diese Kosten von einem um ca. 15 % reduzierten Projektwert ausgehen [FRONTIER, 2011]. Bezogen auf die Netzebene 1 (Höchstspannungsnetz) ergab sich von 2008 bis 2013 bei den Netznutzungsentgelten eine Steigerung um 400 %, unter Anbetracht sinkender Wälzerlöse von 54 % [KELAG, 2013]. Wichtig ist es darauf zu verweisen, dass zusätzlich aufgrund einer Novellierung des ELWOG im Juli 2013 lt. § 79a auch für den an Pumpspeicherkraftwerke gelieferten Strom ein Herkunftsnachweis erbracht werden muss.

In **Deutschland** ist dieser Sachverhalt innerhalb der Durchführungsverordnung geregelt. Ein natürlicher Zufluss in PSKW wird als erneuerbare Energie deklariert. Die durch den Wälzbetrieb gewonnene Energie wird nicht als erneuerbare Energie angesehen. Hinsichtlich der NNE wurde per EnWG (Energiewirtschaftsgesetz) eine Verpflichtung für PSKW zur Zahlung der NNE vorgeschrieben (lediglich für die Einspeisung) [DENA, 2008]. Derzeit gilt auch dort eine Befreiung für PSKW, welche nach Ende 2008 errichtet wurden und bis Ende 2019 ans Netz gehen. Gültig ist diese Befreiung 10 Jahre, was aufgrund der langen Abschreibungszeiträume (durchschnittlich 35 Jahre) vergleichsweise gering ist. Unklar ist, wie mit Zubauten an Pumpspeicherkapazitäten umgegangen wird [BDEW, 2010]. Speicher, die reinen EEG Strom nutzen, dürfen diesen zu EEG Preisen wieder verkaufen.

Dazu wurde in der „NNE-Pumpspeicherstudie“ [DENA, 2008] die Wirtschaftlichkeit der ausgewählten Speichertechnologien mit und ohne NNE gegenübergestellt. Dabei wurde ein Vergleich der Stromgestehungskosten, ermittelt durch eine statische Betrachtung, erarbeitet. Das Ergebnis ist in Abbildung 4.4 dargestellt. Als Resultat der Studie wurde erkannt, dass unter den derzeitigen Rahmenbedingungen in Deutschland nur PSKW am Markt wirtschaftlich arbeiten können, aber eine Neuinvestition in PSKW beim Vorliegen von NNE nicht mehr interessant wäre. Erwähnt sei hier nochmals, dass in Österreich zusätzlich Netzentgelte für Pumpstrom fällig werden. Die Situation stellt sich also nochmals schwieriger dar.

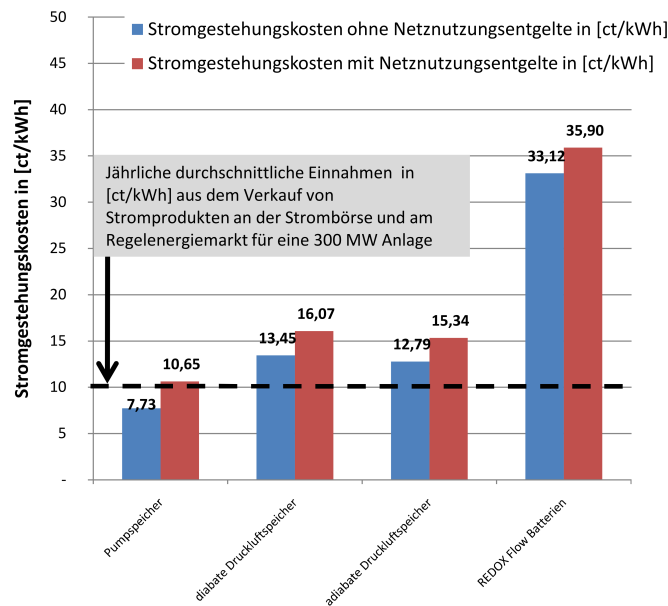


Abbildung 4.4: Auswirkung von Netznutzungsentgelten auf die Stromgestehungskosten von Speicherkraftwerken [DENA, 2008, bearbeitet]

Vergleicht man die **internationalen Rahmenbedingungen** für Pumpspeicherkraftwerke so fällt auf, dass in Deutschland (neue PSKW), in der Schweiz sowie in Italien keine Netzentgelte für den Pumpstrom bezahlt werden müssen. In Österreich und Frankreich hingegen werden Netzentgelte für Pumpstrom und die Einspeisung fällig [FRONTIER, 2011, SCHMIDT, 2013]. Die Rahmenbedingungen in anderen Ländern sind also zur Zeit wesentlich besser als in Österreich. Ein wirtschaftlicher Betrieb wird dadurch zusätzlich erschwert. Aus Frankreich ist bereits bekannt, dass durch die Einführung der Netznutzungsentgeltpflicht nur noch ca. 2/3 der Pumpspeicherkapazitäten genutzt werden [BDEW, 2010].

Letztendlich steigt aufgrund der dargestellten Situation am Markt der Preis für Regenergie (PSKW müssen ihre Grenzkosten decken), ebenso verschlechtert sich natürlich auch die Situation für die Systemdienstleistungsbereitstellung. Des Weiteren wird der Bedarf an Fahrplanenergie verstärkt durch Kohlekraftwerke gedeckt, welche zu höheren Kosten produzieren [DENA, 2008, BDEW, 2010].

4.2.4 Notwendige Änderungstendenzen am Markt

Aus den bisher beschriebenen Zusammenhängen können folgende Aspekte abgeleitet werden, welche zur sinnvollen Verwendung und Entwicklung der Speicherkapazitäten beitragen könnten [KELAG, 2013, FRONTIER, 2011]:

- Harmonisierung der Netzentgelte für Pumpstrom, um einen fairen europäischen Markt zu ermöglichen.
- Langfristig stabile Rahmenbedingungen.
- Abbau von Barrieren an internationalen Kurzfristmärkten, offene Regelenergie-märkte (europaweit, Europa hat derzeit viele Regelblöcke und Regelzonen unter Berücksichtigung, dass schon einige zusammengelegt wurden) .
- Überregionaler Markt, damit die effizientesten Einheiten eingesetzt werden.
- Notwendige Preissignale, d.h. erwirtschaftbare Deckungsbeiträge müssen vorhanden sein, um Investitionen in die notwendigen Speicher- und Kraftwerkskapazitäten zu ermöglichen.
- Wertigkeit der Energie, insbesondere bzgl. des zeitlichen Anfalls muss verstärkt diskutiert werden.
- Überlegungen zur Vergütung von Gradienten und Lastwechseln sind notwendig.
- Kapazitätsmärkte müssen verstärkt thematisiert werden.
- Berücksichtigung des Speicherbedarfs bei der Förderung erneuerbarer Energien. Ein Optimum könnte z.B. bei einem Verhältnis Wind : PV = 80 : 20 erzielt werden.
- Marktgerechte Preise für alle erbrachten Dienste sollten ermöglicht werden.

Des Weiteren sei hier festgehalten, dass bereits die „Erneuerbare-Energien-Richtlinie“ des Europäischen Parlaments fordert, dass der „Einsatz von Systemen zur Energiespeicherung für die Gewinnung diskontinuierlich zur Verfügung stehender Energie aus erneuerbaren Quellen“ unterstützt werden muss. Ebenso ist darin festgelegt, dass geeignete Schritte eingeleitet werden müssen, um Netzinfrastruktur und Speicheranlagen auszubauen, damit ein sicherer Betrieb ermöglicht wird [BDEW, 2010].

4.3 Auswirkungen von Speichereinheiten auf den Markt und die Erzeugungssituation

Geht man davon aus, dass vermehrt Energiespeicher zum Einsatz kommen, so hat dies auch Auswirkungen auf den Markt. Genauer gesagt kommt es durch ein erhöhtes Angebot und einer größeren Nachfrage zu unterschiedlichen Zeiten zu einer Verringerung bzw. Erhöhung der Marktpreise. Rückwirkend hat dies wiederum Auswirkungen auf einen ökonomischen Betrieb der Speicherkraftwerke. Zur Verdeutlichung werden auch Ergebnisse aus Studien zu dieser Thematik zusammengefasst.

Eine konkrete Analyse der Auswirkungen von Speichern im Marktumfeld bedarf eines eigenen Modells, welches alle relevanten Einflüsse berücksichtigt. Daher werden nur die grundsätzlichen Zusammenhänge erläutert, um die zu erwartenden Auswirkungen und Tendenzen beurteilen zu können.

Die Merit-Order am Strommarkt wird durch den Betrieb von Speichereinheiten sehr dynamisch beeinflusst. Dies beruht darauf, dass diese Kraftwerke während des Einspeichervorganges eine zusätzliche Nachfrage darstellen, während bei der Abgabe der Energie ein zusätzliches Angebot auftritt (vgl. dazu Abbildung 4.5 und 1.9) [GUTSCHI, 2011].

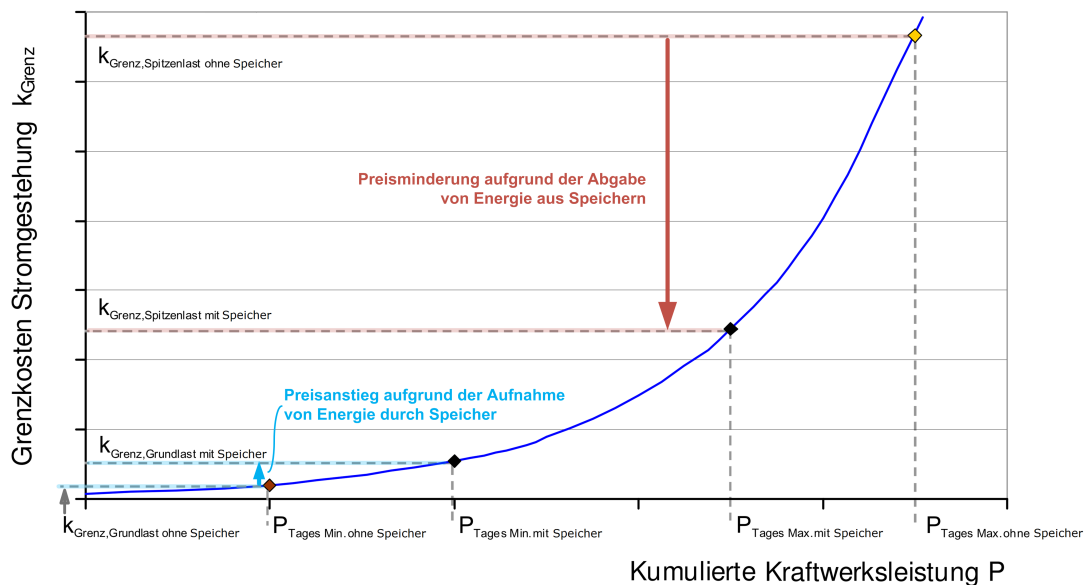


Abbildung 4.5: Auswirkungen auf den Strompreis durch den Zubau von Speichern [DENA, 2010, bearbeitete Darstellung]

Die anfallende residuale Last wird teilweise von Kraft-Wärme-gekoppelten Kraftwerken, die vorrangig einspeisen, gedeckt. Die restliche Last muss durch die Erzeugung aus marktabhängigen konventionellen Kraftwerken beglichen werden. Dies geschieht u.a. durch nationalen und internationalen Stromhandel. Die Auswirkungen dieser Systematik werden auch deutlich, wenn man den Spotmarktpreis über der Residuallast aufträgt. Betrachtet man die Abbildung 4.6 wird der erklärte Effekt verständlich. Es ist darin zu erkennen, dass die Korrelation zwischen Residuallast und Preis im unteren und oberen Bereich der Residuallast am größten ist. Deutlich ist daraus auch der Zusammenhang mit der Merit-Order des Kraftwerksparks zu erkennen [DENA, 2010]. Je größer die Residuallast wird, umso mehr Kraftwerke, gereiht nach Merit-Order, sind zur Deckung dieser Last notwendig. Diese Auswirkung, hervorgerufen durch die Erzeugung aus erneuerbaren Energien, auf den sich dann ergebenden Spotmarktpreis, nennt man merit-order-effect.

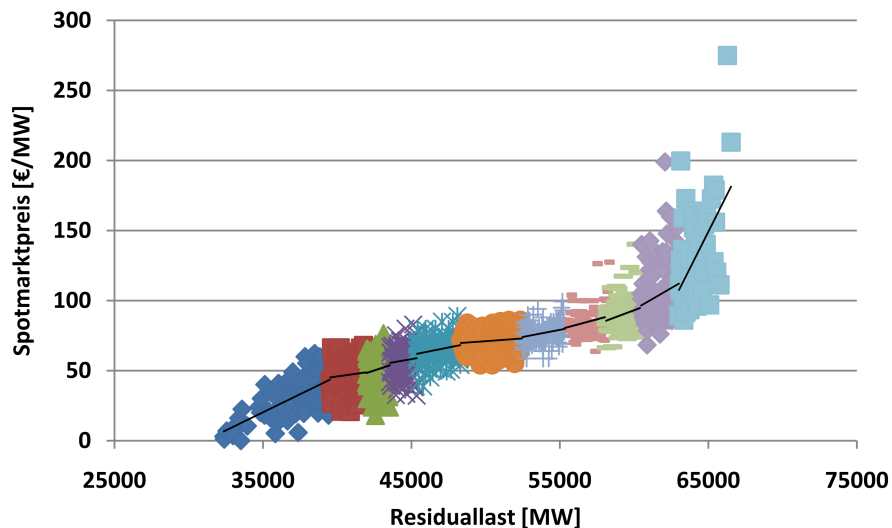


Abbildung 4.6: Residuallast-Preisfunktion für das Jahr 2008 [DENA, 2010]

Um die Auswirkungen des Einsatzes von Energiespeichern auf den Markt zu untersuchen, wurde vom Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE) ein Modell auf Basis von monatlichen Bedarfsdauerlinien erarbeitet. Durch PSKW kommt es beim Turbinenbetrieb durch die zusätzliche günstige Erzeugungseinheit zu einer anderen Anordnung der Merit-Order. Im Pumpbetrieb kommt es zu einer Erhöhung des Marktpreises durch den erhöhten Bedarf. Der dabei gewonnene Rohertrag ergibt sich aus dem Erlös durch den Stromverkauf, vermindert um die Aufwendungen für den Stromeinkauf inkl. NNE. Unter marktwirtschaftlichen Bedingungen ist für den Betreiber eines Spei-

cherkraftwerks die Erzielung eines maximalen Rothertrags von Bedeutung. Durch höhere Preisdifferenzen kommt es zu einer Erhöhung des Rothertrags. Besitzt ein solcher Betreiber einen hohen Marktanteil, so kann es für ihn von Vorteil sein, Pumpleistung zurückzuhalten, wodurch es indirekt zu einer Rückhaltung von Kraftwerkskapazität kommt. Somit können die Preise für eine Rothertragsmaximierung beeinflusst werden. Allerdings kommt es auch im realen Betrieb zu einer Einschränkung in der Fahrweise der Speicherkraftwerke, welche durch Netzengpässe, hydrologische Restriktionen, Systemstabilität sowie technische Einschränkungen entsteht. Somit ergeben sich etwas andere reale Preisdifferenzen. Im Modell wurde unter Zuhilfenahme von länderspezifischen Dauerlinien und der länderspezifischen Merit-Order ein optimierter Speichereinsatz ermittelt. Bei einer ersten Variante wurde eine Minimierung der gesamten Erzeugungskosten zur Deckung der Last angestrebt. In einer weiteren Variante wurde versucht, durch einen optimierten Speichereinsatz den Rothertrag zu maximieren. Mit Hilfe des Modells konnten folgenden Aussagen getroffen werden: Werden Speicher mit dem Ziel der Kostenminimierung betrieben, so kommt es zu einer Vergleichmäßigung des Verbrauchs- und Aufbringungsprofils. Die Differenz der Preise während Hochlast und Niedriglast wird geringer. Im Vergleich dazu kommt es bei der Rothertragsmaximierung zu weniger Pumpeinsatz um den Preis für den Pumpbetrieb nicht zu sehr zu erhöhen. Während der Hochlastphase wird nicht zu viel Energie erzeugt, um den Preis hoch zu halten [GUTSCHI, 2011].

Werden Pumpspeicher zur Spitzlastdeckung genutzt, so sinkt dadurch die Anzahl der Nutzungsstunden der übrigen Spitzenlastkapazitäten deutlich ab, was sich erheblich auf die Stromgestehungskosten von Pumpspeichern auswirkt.

Speicher tragen wesentlich zur Grundlastfähigkeit erneuerbarer Energien bei. Ebenso können hinsichtlich der Residuallast geringere Schwankungen erzielt werden, welche von den konventionellen Kraftwerken abgearbeitet werden müssen [IWES, 2010].

Sofern dezentrale Speicher zur Eigenbedarfsdeckung herangezogen werden, hat dies natürlich auch Auswirkung auf die Kostensituation des Netzbetreibes welcher den Anschluss für eine gewisse Leistung zur Verfügung stellen muss und aufgrund von geringerem Bezug aus dem Netz mit geringeren Erlösen konfrontiert wird. Letztendlich ist es so, dass wegen der Neuorganisation der Märkte sehr unterschiedliche Herausforderungen für alle Teilnehmer entstehen und auch in Zukunft noch entstehen werden.

4.4 Volkswirtschaftlicher Nutzen von Speichern

Prinzipiell ist für eine volks- und betriebswirtschaftliche Betrachtung ein Fundamentalmmodell notwendig, das die Daten des zu untersuchenden Kraftwerkparks abbildet. Dies wurde in der Arbeit: „*Netzintegrierte Stromspeicher zur Integration fluktuierender Energie*“ des Fraunhofer UMSICHT- Instituts bearbeitet. Je nach angenommenen kalkulatorischen Zinsen ist ein Speicherausbau bis zu einer bestimmten Leistung sinnvoll, da ja die zusätzliche Kostenersparnis mit zunehmender installierter Leistung sinkt [UMSICHT, 2011].

Wie verschiedene Szenarioberechnungen zeigen, ist der Einfluss von PSKW auf die Stromgestehungskosten der Grund- und Mittellastkraftwerke verhältnismäßig gering. Größere Auswirkungen hätte es hingegen auf die Spitzenlastkraftwerke, da deren Nutzungsdauer sinken würde, was wiederum heißt, dass deren Stromgestehungskosten steigen - z.B. für Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD; bis 2030 um +49 €/MWh unter Berücksichtigung der vorrangigen Einspeisung der erneuerbaren Energien). Die Ergebnisse aus dieser Studie sind in Abbildung 4.7 dargestellt [IWES, 2010].

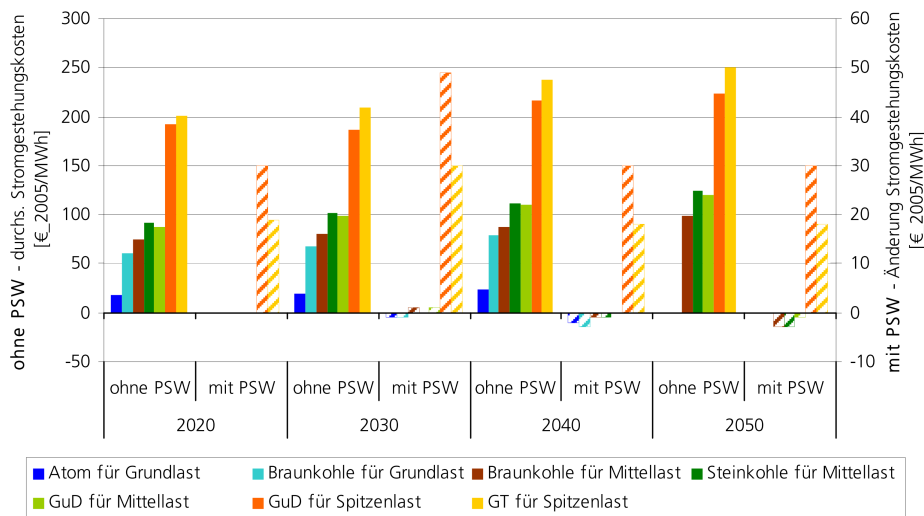


Abbildung 4.7: Zukünftige Auswirkungen von PSKW auf die durchschnittlichen Stromgestehungskosten in Deutschland [IWES, 2010]

In gesamtwirtschaftlicher/volkswirtschaftlicher Hinsicht ist der Effekt durch die preissteigernde Reduktion der Nutzungsdauer jedoch als vernachlässigbar zu betrachten. Durch Ersatz von teuren Spitzenlastkraftwerken aus der Merit-Order kommt es zu einer Verringerung der Großhandelspreise, zu Zeiten der Spitzenlast. Insgesamt bewirkt der

Einsatz von Speicherkraftwerken daher eine sehr große Reduktion der volkswirtschaftlichen Kosten. Aus den Simulationsergebnissen geht hervor, dass in Deutschland eine Senkung der Kosten von 600 bis 2.500 Mio. €, mit Hilfe des bereits heute dort vorhandenen Speicherparks, möglich ist.

Durch die Residuallastglättung kann der restliche vorzuhaltende Kraftwerkspark verringert werden und leistet damit einen wesentlichen Beitrag, um teure „Schattenkraftwerke“ zu reduzieren. Damit geht auch eine Senkung der volkswirtschaftlichen Kosten einher [IWES, 2010, DENA, 2010].

Um optimalen Nutzen aus dem Einsatz von Energiespeichern zu ziehen, ist eine sinnvolle Speicherintegration notwendig. Dahingehend müssen aufgrund der dargestellten Zusammenhänge und zukünftiger Änderungen am Strommarkt folgende Fragestellungen berücksichtigt werden [STRESE, 2010]:

- In welcher Region werden die Speicher benötigt?
- Wie müssen Speicher eingesetzt werden, um einen volkswirtschaftlichen Nutzen zu ziehen?
- Wäre ein wirtschaftlicher Betrieb von Speicherkraftwerken auch unter dem Ziel der Integration von erneuerbaren Energien möglich?

Dahingehend ist es auch wesentlich zu bestimmen, inwiefern nationale und regionale Zielsetzungen berücksichtigt werden. Stromexport-, Stromimport- sowie Speicherprioritätsregeln spielen eine wesentliche Rolle für die notwendige Speicherkapazität und den Speicherbedarf. Würde man z.B. in Europa überall einen gleichen Füllstand der Speicher anstreben, so zeigt sich aus den Berechnungsmodellen, dass der Kapazitätsbedarf sinken würde. Werden aber zuerst die Speicher im eigenen Land gefüllt, bevor exportiert wird, müssten höhere Speicherkapazitäten vorgehalten werden [POPP, 2010]. Derzeit wird dies durch die Strommärkte geregelt, was u.a. einem hohen Netzausbau bedarf, um eine optimale Vernetzung und Verwendung der Speicherkapazitäten sicherzustellen. Zu berücksichtigen ist auch, dass die Fernübertragung mit Verlusten (siehe auch Abschnitt 4.6.3) verbunden ist. Besitzen die Speicher einen verhältnismäßig geringen Wirkungsgrad, so ist eine direkte Verwendung oder ein Export der elektrischen Energie vorteilhaft [POPP, 2010]. Die Speicherpriorität spielt eine sehr wesentliche Rolle im Gesamtsystem. Dieser Sachverhalt wurde sehr ausführlich in der Dissertation von Matthias

Popp bearbeitet (siehe Abbildung 4.8). Zu untersuchen wäre hier die Frage, inwieweit zukünftig (bei hohem Anteil der Erzeugung aus fluktuierenden Einspeisern) regionale EEG Erzeuger unterstützt werden sollen, um deren Abregeln zu verhindern.

Durch Vorhalten großer Erzeugungsreserven wäre selbstverständlich eine Minimierung des Speicherbedarfs zu erreichen, jedoch würde dadurch ein erhebliches Energieangebot entstehen, welches über lange Zeit nicht genutzt wird und somit betriebs- wie auch volkswirtschaftlich indiskutabel wäre. Eine Optimierung der Inanspruchnahme hängt dabei wesentlich vom erzielten/erzielbaren Wirkungsgrad des Speichers ab [POPP, 2010]. Bei Verlusten von weniger als 5 % pro 1.000 km ist der Transport über große Distanzen als effizient gegenüber der Speicherung einzustufen [SAUER, 2008].

Von wesentlicher Bedeutung zur Minimierung der Gesamtsystemverluste ist auch die Standortwahl der Speicherkraftwerke, da eine möglichst gute Verteilung (lastflussabhängig) im Netz gegeben sein soll, um eine regionale Überlastung zu vermeiden. In diesem Zusammenhang erscheinen dezentrale Energiespeicher nahe an den fluktuierenden Quellen oder auch der Verbrauchszentren als sinnvoll, um unnötige Netzverluste zu vermeiden [VDI, 2009, OERTEL 2008]. Um einen grundsätzlich sinnvollen Speichereinsatz zu gewährleisten, können die Prioritäten, wie in Abbildung 4.8 dargestellt, Berücksichtigung finden. Somit ergäbe sich die Möglichkeit einen regional vorhandenen Speicher zu bewirtschaften unter der Bedingung eines volkswirtschaftlich vertretbarer Speichereinsatzes und einer Entlastung der Übertragungsleitungen.

Untersuchungen des Fraunhofer UMSICHT-Instituts haben aber gezeigt, dass ein erzeugungsnaher Speicher bei Windenergieanlagen erst dann sinnvoll wird, wenn keine EEG-Vergütung mehr bezahlt wird, also eine Vermarktung notwendig ist. Als wirtschaftliches Optimum wurden hier kleine Speichersysteme mit 0,5 % der Windparkleistung und einer Kapazität für bis zu 6 Stunden Vollast ermittelt. Ein von der Kapazität her größerer Speicher würde hingegen einen größeren systemischen Effekt durch Verlagerung der Erzeugung ausüben [UMSICHT, 2011].

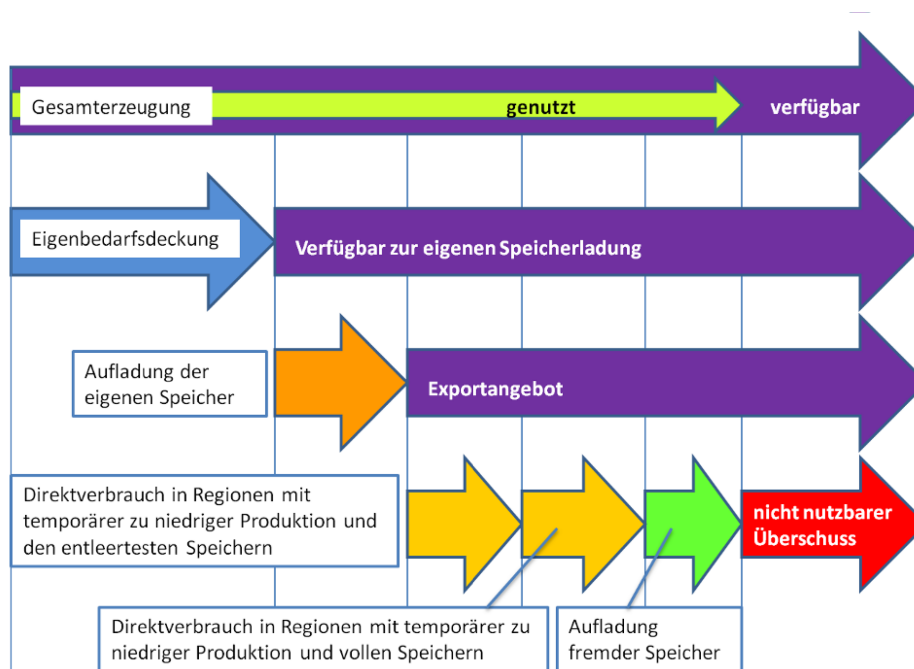


Abbildung 4.8: Möglichkeit zum Umgang mit der Speicherpriorität zur Gewährleistung eines sinnvollen Speichereinsatzes [POPP, 2010]

Durch folgende Verbesserung und Technologien kann der verlustbehaftete Speichereinsatz reduziert werden [BMU, 2007]:

- Internationaler Stromtransfer: Allerdings auch verlustbehaftet und aufgrund von Netzengpässen und den damit notwendig werdenden Neubauprojekten schwierig umzusetzen.
- Optimierte Ausnutzung der Netze (z.B. Freileitungsmonitoring)
- Verbesserte Prognoseverfahren
- Lastmanagement
- europäischer Regelenergiemarkt
- (Regelmechanismen in Windkraftwerken)

Wie bisher gezeigt wurde, spielt der Anteil aus EE-Erzeugung in Zukunft eine sehr wesentliche Rolle. Die Erkenntnisse aus der VDE-Studie (2012) - „Energiespeicher für die

Energiewende“ [VDE, 2012] seien hier kurz zusammengefasst, da sie einen guten Überblick geben, wie unterschiedlich die Auswirkungen bzw. der Nutzen durch Energiespeicher sein können. Als Referenzjahr wurde das Kalenderjahr 2007 herangezogen, da es in diesem Jahr zu länger andauerenden Windflauten und auch anderen Extremstituationen, wie Stürmen kam:

- Bei 40 % EE Erzeugung kommt es lediglich zu 44 Stunden im Jahr negativer Residuallast.
- Eine Kombination aus Abregelung von EE-Anlagen und Langzeit- sowie Kurzzeitspeichern ist sinnvoll ab einem Anteil von 80 % EE-Anlagen +14 GW/70 GWh Kurzzeitspeichern sowie +18 GW/7,5 TWh Langzeitspeichern.
- Bei den Stromgestehungskosten kommt es zufolge der Berechnungen bis 2050 inkl. Speichereinsatz nur zu einer Erhöhung um 50 % gegenüber 2010. Hauptsächlich deshalb, weil es bei EE-Anlagen zu einer starken Kostendegression kommen soll (von 2010 bis 2050).

4.5 Anreize um die Speicherbewirtschaftung zu fördern

Da derzeit ein profitabler Betrieb von Speichern am Markt schwierig ist, wird es in Zukunft notwendig sein auch Anreize zu setzen, um den später notwendigen Speicherbedarf zu decken, und um teure Schattenkraftwerke zu ersetzen.

Sowohl in Japan als auch in den USA werden bereits seit längerem Forschungsaktivitäten hinsichtlich Speichersystemen gefördert, um die notwendigen Rahmenbedingungen für die Zukunft zu schaffen. Hinsichtlich der Technologieentwicklung sind weltweit China, die USA und Japan Vorreiter. Dort wird Speichertechnologieentwicklung massiv gefördert. Alleine die USA investieren 2 Mrd. \$ in die Batterieentwicklung.

In Europa ist es derzeit durch die enorme Förderung der Erzeugung von elektrischer Energie aus erneuerbaren Energien sowie der Marktliberalisierung zu einer Nachfrage an Speichertechnologien gekommen. Meist sind es bislang allerdings kleine Unternehmen, die sich den Speichertechnologien widmen [ISI, 2007].

Wichtig ist es zu unterscheiden, in welcher Art und Weise die geförderten Speicheranlagen

schließlich am Markt teilnehmen werden, um einen optimalen volkswirtschaftlichen Nutzen zu erzielen. Dazu wären Geschäftsmodelle denkbar, die dezentrale Speicheranlagen vermarkten und somit Zusatzerlöse erzielen könnten. Abhängig ist dies von der Auslegung der Speicher bzw. wie weit die Speicher in Kombination mit einer Erzeugungsanlage betrieben werden. Grundsätzlich sollte aber das Interesse an Speicheranlagen steigen, wenn dargebotsabhängige Einspeisung weniger lukrativ wird bzw. das Laufzeitende der Förderungen erreicht wird.

In Arbeiten, die auch zu dieser Thematik Stellung nahmen, wurden folgende Ansätze vorgestellt:

- Finanzierung/Förderung von Anreizprogrammen für Speicher durch die Einsparungen der Kosten, welche durch die Vermeidung des Einsatzes von Spitzenlastkraftwerken entstehen [UMSICHT, 2011].
- Um möglichst geringen Speichereinsatz zu veranlassen, könnten dynamische Tarife in Zukunft einen wesentlichen Beitrag leisten [VDE2, 2008].
- Anlagen, welche mit einem Stromspeicher ausgestattet werden, sollten einen Zuschlag auf deren Vergütung erhalten [ISI, 2007].
- Um einen Markteintritt zu ermöglichen wäre es sinnvoll, Speichertechnologien in ähnlicher Weise wie die EEG-Biomasseanlagen zu fördern (80-100 € /MWh Zuschlag für Spitzenleistung aus den Speichern auf den EEX Preis) [VDE2, 2008].
- In der Energiepolitik werden bezüglich virtueller Kraftwerke zwei Verfahren verstärkt diskutiert: Zum einen der Kombi-Kraftwerksbonus, zum anderen eine gleitende Marktprämie. Detailliert wird auf diesen Ansatz im Kapitel 4.6 eingegangen.
- Ähnlich dem Gasmarkt könnte man den Marktteilnehmern Elektroenergiespeicher zur Verfügung stellen. Ein weiterer wichtiger Punkt könnten auch steuerliche Anreize für Investitionen sein [ISE, 2010].
- Garantierte Vergütung der eingespeisten Energie mit Degression; Preis für Speicherstrom sollte sich an den Märkten orientieren, wobei durch Addition eines Aufschlags sichergestellt wird, dass der Betreiber ein maximales Interesse an einem langfristigen und effizienten Betrieb hat.

- Ein Anreiz könnte durch Förderungen bzw. einen finanziellen Bonus für Dienstleistungen hinsichtlich Netzentlastungen an kritischen Stellen im Netz erfolgen [DENA, 2008].
- Aussetzung des EEG-Zuschlags während Schwachlastzeiten, um für Betreiber von EEG-Anlagen Anreize zur Speicherung zu setzen. Zu Starklastzeiten könnte durch Ausspeicherung die Energie wieder mit entsprechenden Zuschlägen eingespeist werden. Somit ergäbe sich für den EE-Anlagen-Betreiber ein kostenneutrales Modell mit Anreiz zur Speicherung [VDI, 2009].
- Neue Geschäftsmodelle für Speicher können folgende Varianten darstellen:
 - Bilanzgruppen: Erneuerbare Energieerzeugungsanlagen und Speichereinheiten zusammen
 - Bereitstellung von Anteilen an Speichern für z.B. Übertragungsnetzbetreiber

Es gibt aber derzeit auch schon Programme, welche einen Speichereinsatz und -betrieb fördern. Mittlerweile werden bereits Anreize geschaffen, um für die Endkunden ein Einspeisemanagement attraktiv zu gestalten. Im EEG 2009 ist bereits vorgesehen, dass Anlagenbetreiber, welche die Energie selbst nutzen, eine Vergütung dafür bekommen [ISE, 2010]. Dezentralen Speicheranwendungen kommen solche Fördermaßnahmen natürlich zugute. In Deutschland werden Investitionsförderungen für die Errichtung von dezentralen Batteriespeichern von 600 €/kW bereitgestellt, um den Eigenverbrauch der dezentral erzeugten Energie zu steigern [OGE, 2013]. Ein dahingehender Punkt ist die Fragestellung nach der Befreiung der Speicherbetreiber von den Netznutzungsentgelten (aufgrund der Netzvermeidung).

Alle derartigen Aktivitäten sollten allerdings so ausgelegt sein, dass ein volkswirtschaftlicher Nutzen in den Vordergrund gestellt wird. Dabei ist auch darauf zu achten, dass durch direkte Förderungen in neue Speichertechnologien nicht effizientere Anlagen aus dem Markt verdrängt werden [FRONTIER, 2011].

4.6 Alternativen zur Speicherung

Es gibt folgende Möglichkeiten um Lastspitzen auszugleichen und fluktuierende Stromerzeuger einzubinden [AEA, 2010, HIH, 2011]:

- Lastmanagement bzw. Beeinflussung der Nachfrage (DSM)
- Bereitstellung von Reserve-Spitzenlastkraftwerken
- Ausgleich über Übertragungsnetz
- Erzeugerseitige Beeinflussung des Angebotes durch Drosselung von thermischen Kraftwerken, Spitzenlastkraftwerken und PSKW Anwendung
- Verbraucher- bzw. erzeugerseitige Zwischenspeicherung

Spricht man von Kapazitätsverschiebung, so kann dies unterteilt werden in Supply Side Management, Transport Side Management und Demand Side Management [IWES, 2010]:

- Supply Side Management: Durch Zusammenfassen von verschiedenen Kraftwerken (regenerative) entsteht ein Kombi-Kraftwerk, auch als virtuelles Kraftwerk bezeichnet, zur grundlastfähigen Versorgung aus 100 % erneuerbaren Energien.
- Transport Side Management: Smart Grids
- DSM

Auf Ansätze, in welcher Art und Weise dies konkret umgesetzt werden kann, wird in den folgenden Abschnitten eingegangen.

4.6.1 DSM - Lastverschiebung

Geht man von einer teureren Speicherung von elektrischer Energie aus, so macht es Sinn, Lastspitzen und Täler möglichst auszugleichen bzw. an die Erzeugung anzupassen. Es bietet sich die Möglichkeit, kurz- und mittelfristige Abweichungen von Stromangebot und -nachfrage abzugleichen. Potenziale für DSM liegen vor allem im Dienstleistungsbereich, Haushalt und Industrie (Chloralkalielektrolyse, Aluminiumelektrolyse, Elektrostahlerzeugung, Prozesse in der Zementindustrie und Holzstoffproduktion). Der Beitrag zum Lastausgleich wird aber als gering bezeichnet [AEA, 2010]. Die Potenziale in privaten Haushalten liegen in Nachtspeicherheizungen, Umwälzpumpen, Warmwasseraufbereitungen, Kühlgeräten, oder auch Warmwasserheizungen, insbesondere dort, wo Lasten von

Haus aus über einen integrierten Speicher verfügen [DENA3, 2010, OERTEL 2008]. Generell gibt es zwei Ansätze dafür, zum einen über variable Tarife, zum anderen über eine vereinbarte mögliche Ab- bzw. Zuschaltung.

In der Abbildung 4.9 sind die in Deutschland zur Verfügung stehenden Potenziale zur Energiespeicherung bzw. zur zeitlichen Verlagerung dargestellt. Um einen Vergleich zu den elektrischen Energiespeichern zu ermöglichen, sind diese in typischen Größenordnungen ebenfalls dargestellt. Zu berücksichtigen ist auch, dass die Leistungspotenziale (in MW) hinsichtlich Zu- und Abschaltung der einzelnen Sektoren unterschiedlich groß sein können (Regelleistung) und die speicherbare Energie nicht beliebig verschoben werden kann. Grundsätzlich bestünde weiteres Verlagerungspotenzial in der Metallherzeugung sowie dem Nahrungsmittelhandel und der Nahrungsmittelindustrie. In Deutschland geht man von 3 GW Potenzial in der Industrie aus und von ca. 2 GW in Haushalten [GRIMM, 2007].

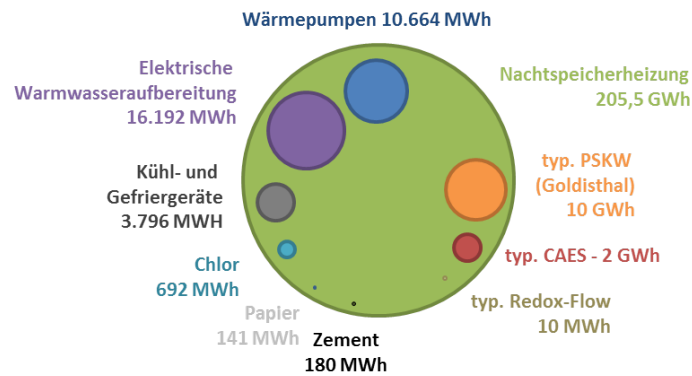


Abbildung 4.9: Speicherpotenzial durch Lastverschiebung in Deutschland, eigene Darstellung - basierend auf Daten aus [UMSICHT, 2011]

Je nach Entwicklung der Elektromobilität könnten möglicherweise auch die dadurch entstehenden Lasten zu gewissen Zeiten für DSM genutzt werden.

Diese Art des Energiemanagements bietet eine kosteneffiziente Möglichkeit einen flexibleren Verbrauch zu erzielen, wobei auch die Verluste, welche ansonsten durch Zwischenspeicherung entstehen, hier nicht auftreten [BMU, 2007]. Es ist jedoch schwierig einzuschätzen, welche Kosten für eine Realisierung von DSM für „kleine Endverbraucher“ anzusetzen wären.

Ein erster Schritt in diese Richtung ist in Deutschland in Form der Abschalte-Verordnung gelungen, wodurch seit 2013 ca. 3.000 MW abschaltbare Lasten ausgeschrieben werden [OGE, 2013].

4.6.2 Virtuelle Kraftwerke

Sollte es nicht möglich sein durch Lastmanagement bzw. Abnahme der Energie zur Speicherung eine Last der Erzeugungsspitze gegenüber zu stellen, wird eine Abregelung von EEG-Anlagen notwendig sein. Eine Alternative dafür könnten „virtuelle Kraftwerke“ (VK) darstellen. Durch „derartige“ Kraftwerke ist es möglich durch einen Verbund von Erzeugern, Speichern und Lastmanagement-Systemdiensten Energie an den Märkten anzubieten, wie dies bei konventionellen Kraftwerken der Fall ist [VDE2, 2008]. Bei einem solchen Konzept werden dezentrale Kraftwerke (Speicher, kleine Erzeugungsanlagen,...) „vernetzt“ und zentral gesteuert. Die Anlagenbetreiber haben somit indirekt die Möglichkeit am Strommarkt teilzunehmen und können am wirtschaftlichen Erfolg beteiligt werden. So besteht z.B. dann auch die Möglichkeit Regelenenergie (Mindestgröße erforderlich) zu handeln. Es würde sich auch ein effizienter Betrieb ergeben, da die Einheiten aufeinander abgestimmt und optimiert würden, allerdings unter einem erheblichen Aufwand an IT. Die notwendige Technologie und Transaktionskosten führen dabei zu vergleichsweise höheren Kosten, welche aber durch andere Vorteile, wie erhöhte Erlöse, Mengenrabatte (Brennstoff) und den Handelsaktivitäten wieder gedeckt werden könnten [OERTEL 2008, BMU, 2007].

Zur Umsetzung ist es aber unerlässlich die notwendigen Voraussetzungen zu schaffen. Insbesondere bezieht sich dies auf eine marktorientierte Vergütung, die Erfüllung ähnlicher Aufgaben wie von Bilanzkreisverantwortlichen und ebenso auf dynamische Tarife. Um Investoren und Betreiber solcher VK zu finden, müssen wirtschaftliche Anreize gesetzt werden. Denkbar wäre es zum Beispiel den eingeführten Bilanzkreis EEG regional aufzutrennen. Einsparungen durch Minderung notwendiger Regelenenergie aus diesem Bereich könnten auf die VK bzw. Bilanzkreise anteilig vergütet werden [VDE2, 2008].

Ein ähnlicher Ansatz wird beim **Kombi-Kraftwerksbonus** verfolgt, der darauf abzielt, Kraftwerken, die eine Kombination aus erneuerbarer Energieerzeugung und Energiespeichern bilden, einen Anspruch auf einen Bonus zu gewähren. Ziel ist es die Einspeisung vermehrt am Bedarf zu orientieren bzw. zu erreichen, dass eine lokale Nutzung der Energie (inkl. Speicherung) wirtschaftlicher wird als die Einspeisung [ISE, 2010].

Eine weitere Realisierung könnte durch **Contracting**-Modelle erfolgen. Wird ein Betrieb durch eine Betreibergesellschaft versorgt (Contracting), so realisiert und betreibt der Contractor die Anlage und liefert Strom und Wärme an den Betrieb. Weiters können Betriebe und Wohnsiedlungen gemeinsam durch den Contractor versorgt werden, wodurch eine Optimierung der Versorgungsaufgabe erfolgen kann. Darüber hinaus kann Überschussstrom vermarktet werden [ETG, 2007].

4.6.3 Netzausbau

Aufgrund der sich ändernden Rahmenbedingungen in der Elektrizitätsversorgung wurden hinsichtlich des Ausbaus der Übertragungsnetze bereits Netzentwicklungspläne im Energiewirtschaftsgesetz sowie ein Netzausbaubeschleunigungsgesetz verwirklicht. Durch ein leistungsfähiges Stromnetz können Zonen mit Überproduktion (witterungsbedingt durch Hochdruck- und Tiefdruckgebiete → Flaute/Starkwind, schwaches/starkes Solarstromaufkommen) Energie in Zonen mit geringer temporärer Erzeugung exportieren. Allerdings ermöglicht es dies nicht auf Speicher zu verzichten. Des Weiteren ist der Neubau von Übertragungsnetzen sehr zeit- und kostenaufwändig. Man kann von ca. zehn Jahren von Beginn der Planung bis zur Inbetriebnahme ausgehen [POPP, 2010, AEA, 2010].

Veröffentlichungen zu Folge kann davon ausgegangen werden, dass bei einer Erzeugung (verteilte Komponenten) von 120 % der Lastspitze trotzdem noch 60 % Energie aus dem Netz bezogen wird. Daher ist davon auszugehen, dass bei einem weiter wachsenden Teil der dezentralen Erzeugung dem Netz weiterhin eine entscheidende Bedeutung zukommt [VDE2, 2008].

Gerade die Interaktion von Pumpspeichern in den Alpen und den großen Erzeugungseinheiten in den Küstenregionen im Norden Europas machen den derzeit geplanten Netzausbau unabdingbar [APG, 2011]. Allerdings sollten auch die bei Fernübertragung entstehenden Verluste berücksichtigt werden. Bei Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) liegen diese zwischen 3 % - 5 % (über 1.000 km), bei Hochspannungsdrehstromübertragung (HDÜ) 6 % - 15 % (über 1.000 km) [POPP, 2010]. Im Bezug auf den Kontext von Netzausbau und Speichern konnten folgende Zusammenhänge spezifiziert werden:

- Aufgrund der bestehenden Marktregeln tragen Speicher nur unwesentlich zur Netzentlastung bei, da es sich dabei um zusätzliche Energiequellen und -senken han-

delt. Dadurch kommt es bei einem marktbasierter Einsatz zu einer Verschiebung der Erzeugungscharakteristik von konventionellen Kraftwerken. Somit kommt es in weiterer Folge zu nicht übertragbaren Leistungen in anderen Regionen. Infolge dessen, dass die Gegebenheiten am Strommarkt und dem Netzbetrieb weitgehend entkoppelt sind, kommt es durch wirtschaftlich optimales Verhalten von Energiespeichern zu keiner Entlastung von Netzengepässen [VDE, 2012].

- Hinsichtlich Entlastung für die Netze müsste das derzeitige Marktdesign geändert werden. So würde die Möglichkeit zur Regelung von Speichern die Übertragungsnetzbetreiber wesentlich unterstützen [CHRISTINER, 2012].
- Ein vollständiger regionaler Ausgleich in Deutschland reduziert den Speicherbedarf etwa um den Faktor 9, gegenüber einer autonomen regionalen Versorgung. Daher ist es wichtig ein Optimum zwischen regionalem Ausgleich durch Speicher und überregionalem Ausgleich durch Transportnetze zu finden [IWES, 2010].
- Gute Netze tragen tendenziell dazu bei die Strompreisvolatilität zu senken.

4.6.4 Abregelung oder Speichervorhaltung

Generell sollten Speicher nach den Energiemengen und nicht nach Leistungsspitzen ausgelegt werden. Eine Abregelung großer Leistungsspitzen ist wirtschaftlicher als Speicher darauf auszulegen.

In der VDE-Studie „*Energiespeicher für die Energiewende*“ [VDE, 2012] konnten durch Berechnung verschiedener Varianten hinsichtlich Kraftwerkseinsatz, Kurzzeitspeicher, Langzeitspeicher und Ausbau sowie EE-Abregelung Aussagen gemacht werden, welche einen guten Überblick über die vorliegende Situation geben:

- Ohne Speicher ist im 80 % - EE-Erzeugung-Szenario eine 7 % EE-Abregelung notwendig.
- Beim 80 % - EE-Erzeugung-Szenario und Zubau von 1 GW / 70 GWh an Kurzzeitspeichern sowie 18 GW / 7,5 TWh ist eine EE-Abregelung von 1 % sinnvoll.
- Liegt der Anteil der EE bei 40 %, so kommt es durch den Speichereinsatz zu keiner ökologischen Verbesserung, da der Einsatz nur die Flexibilität der Braunkohle-Grundlast steigert.

- Ein Zubau von Speichern wird erst ab einem EE-Anteil von 40 % erforderlich. Daher sollte bis zum Jahre 2025 insbesondere Forschung und Entwicklung hinsichtlich Speichereinheiten erfolgen.

4.6.5 Sonstige Alternativen

Durch geothermische Stromerzeugung erreicht man einen Ausbau grundlastfähiger Kraftwerke, allerdings sind diese Kraftwerke standortabhängig. Ebenso kann durch Biomasse (gute Speicherbarkeit) ein Ausgleich erzielt werden [OERTEL 2008]. Eine weitere Möglichkeit stellen KWK-Anlagen mit thermischen Speichern dar. Heutzutage werden KWK-Anlagen zumeist „wärmegeführt“ betrieben. Wesentlich ökonomischer wäre es jedoch, die Wärme zu speichern und bei Bedarf abzugeben. Diese können immer dann betrieben werden, wenn auch eine Nachfrage nach elektrischer Energie besteht. Angebots- und Nachfrageschwankungen können somit in einem gewissen Bereich ausgeglichen werden. Dadurch könnte durch thermische Speicher der Bedarf an elektrischen Speichern minimiert werden [SAUER, 2008]. Wie bereits erwähnt kann auch eine Flexibilisierung der konventionellen Kraftwerke Abhilfe schaffen. Ansätze gibt es bereits bzw. werden diese zurzeit umgesetzt.

4.7 Erkenntnisse und Ergebnisse

Aufgrund der Öffnung der Elektrizitätsmärkte sowie den Umgestaltungsprozessen und nicht zuletzt durch die massive Förderung der erneuerbaren Energieerzeugung herrschen derzeit keine fairen Marktbedingungen vor. Allerdings sollten in einem offenen Wettbewerb die Rahmenbedingungen so sein, dass die Kosten auch vom Verursacher getragen werden. Aufgrund des beschriebenen Merit-Order-Effekts ist dies nicht der Fall. Somit ist es auch zu Hochlastzeiten für konventionelle Kraftwerke kaum möglich dementsprechende Deckungsbeiträge zu erwirtschaften. Auswirkungen hat dies u.a. auf die Speichieranlagen, die traditionell die Tag-Nacht-Preisspreizung ausnutzen könnten. Durch die charakteristische Einspeisung der erneuerbaren Energien ist diese Situation kaum mehr gegeben. Des Weiteren findet dadurch für die zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit notwendigen Kraftwerkseinheiten keine dementsprechende Vergütung statt. Mittel- bis langfristig wirkt sich dies negativ darauf aus, dass keine Anreize zur Schaffung von Ausgleichskapazitäten, die in Zukunft von großer Bedeutung sein werden, geschaffen werden.

Zur Bewältigung des Regelenenergiebedarfs sind vermutlich bestehende und in Planung befindliche Speicherkraftwerke ausreichend, wobei langfristig der Bedarf sogar zurück gehen könnte. Interessanter werden aufgrund der täglichen Volatilitäten die Kurzfristmärkte. Mögliche Marktsegmente könnten sich auch im Bereich der Vermarktung von Elektrizität aus EEG-Anlagen ergeben, sofern die dazu notwendigen Rahmenbedingungen geschaffen werden. Insofern wäre auch der Einsatz im Rahmen virtueller Kraftwerke denkbar.

Die in zentral-europäischen Ländern unterschiedliche Handhabung von NNE beeinflusst die Kokurrenz- wie auch die Ertragssituation von Speichieranlagen ganz entscheidend. In gleicherweise passiert dies auch durch Netzentgelte, die teilweise für Pumpstrom fällig werden. Derzeit sind, sofern NNE erhoben werden, auch Neuinvestitionen in PSKW nicht mehr sinnvoll.

Durch die „Ausgleichsfunktion“ von Energiespeichern kommt es zu einer leichten Anhebung der Preise bei geringer Residuallast und zu einer Senkung des Preisniveaus bei hoher Residuallast. Insgesamt kommt es durch die Verdrängung von teureren Spitzenlastkraftwerken zu einer großen Kostenreduktion. Wichtig ist hierbei die Frage, mit welchem Ziel die Speicher derzeit bzw. künftig betrieben werden sollten, um möglichst großen Nutzen daraus zu ziehen.

Unter Einbeziehung aller beschriebenen Faktoren müssten Anreizsysteme und faire Rahmenbedingungen geschaffen werden. Generell sollten diese auf eine optimale Kombination der in diesem Kapitel genannten Zusammenhänge abzielen. Wie auch aus Empfehlungen verschiedener Institutionen hervorgeht, wird es in Zukunft wesentlich sein, dass erfolversprechende Speichertechnologien sowie auch virtuelle Kraftwerke und DSM gefördert werden, um Wettbewerbsfähigkeit zu erzielen. Auch Forschung und Entwicklung sowie die Förderung von Versuchsanlagen spielen eine westentliche Rolle.

5 Schlussfolgerungen und Zusammenfassung

Wie eingangs in der Arbeit erwähnt, ist ein Bedarf an Speichereinheiten am Markt sehr wohl gegeben und es kann daraus auch ein volkswirtschaftlicher Nutzen gezogen werden. Allerdings stellt sich das Umfeld, in dem Speicher heute zum Einsatz kommen, als schwierig dar. Einerseits aufgrund der geringen erzielbaren Wälzerlöse, was direkt auch mit dem Strompreisniveau zusammenhängt, andererseits mit den uneinheitlichen Bedingungen, mit denen Speicherbetreiber europaweit hinsichtlich Netznutzungsentgelt konfrontiert sind. Die Einsatzzeit der Speicher wird dadurch wesentlich reduziert, was sich negativ auf die Ertragssituation auswirkt. Bemerkenswert ist auch, dass künftig ein erhöhter Speicherbedarf über längere Zeiten (Wochen/Monate) entstehen wird, was allerdings für die beschriebenen Speichertechnologien in der derzeitigen Marktordnung keine sinnvolle Option darstellt. Dies ist deshalb der Fall, weil die erforderlichen Zyklenzahlen für einen wirtschaftlichen Betrieb nicht erreicht werden können. Am ehesten dafür geeignet sind noch Pumpspeicherkraftwerke, idealerweise mit natürlichem Zulauf. Problematisch sieht es hingegen mit weiteren erschließbaren Standorten aus, was zunehmend auch die Frage nach Alternativen aufwirft. Von den untersuchten Speichertechnologien sind derzeit nur, wenn überhaupt, die Pumpspeicherkraftwerke wirtschaftlich zu betreiben. Allerdings standen Betreiber solcher Anlagen in den letzten Jahren vor großen Herausforderungen. Neuinvestitionen in diese sind kaum attraktiv. Daher muss auch bei diesem Speichertyp das Optimierungspotenzial genutzt werden, um den zukünftigen Ansprüchen gerecht zu werden. Druckluftspeicher und Redox-Flow-Anlagen können derzeit aufgrund höherer Investitionskosten nicht sinnvoll am Markt eingesetzt werden. Allerdings sind bereits einige davon in „Spezialanwendungen“ erfolgreich im Einsatz. Interessant erscheinen diese auch für einen Einsatz im dezentralen Bereich aufgrund ihres standortunabhängigen Charakters und den Dimensionierungsmöglichkeiten. Bei einer zunehmenden Nachfrage nach diesen Anlagen und einer damit einhergehenden Kostenreduktion ist ein marktorientierter Betrieb sehr wohl denkbar. Positiv zu beurteilen sind dahingehend die geringen

ökologischen Auswirkungen, die sich durch diese beiden Speicheroptionen ergeben. Ein Vorteil der beiden Technologien ist, dass noch enormes Forschungspotenzial besteht. Bezüglich der adiabaten Druckluftspeicher wird die Entwicklung von geeigneten Wärmespeichern sowie effizienten Maschinen (Kompressoren und Turbinen) vorrangig sein, um eine konkurrenzfähige Technologie darzustellen. Bei Redox-Flow-Speichern wird die Entwicklung von günstigen und langlebigen Materialien sowie Elektrolyten mit hohen Energiedichten im Vordergrund der Bemühungen stehen. In Zukunft geht man zwar von geringerem Bedarf an Regelleistung aus (aufgrund der Prognosegüte), allerdings ist mittelfristig dieser Trend noch nicht zu erkennen. Generell ist festzustellen, dass in Zukunft der Bedarf an Flexibilisierung im Energieversorgungssystem zunehmen wird. So wird auch der Handel an den Kurzfristmärkten immer wichtiger. Im Rahmen der Arbeit hat sich gezeigt, dass der Einsatz und die Wirtschaftlichkeit von Speicheranlagen wesentlich von den äußeren Rahmenbedingungen abhängen. Gerade hinsichtlich der zukünftigen Märkte stellt sich die Frage, inwieweit die zur Verfügung gestellten Kapazitäten und auch die gefahrenen Lastgradienten zu bewerten und letztendlich zu vergüten sind. Insofern sollten auch die Wertigkeit von elektrischer Energie und deren zeitlicher Anfall im Mittelpunkt stehen.

Ebenso stellt sich die Frage, in welchem Umfang erneuerbare Energieerzeugungsanlagen abgeregelt werden, wenn der produzierte Energieüberschuss zu groß wird. Zusammenfassend kann man festhalten, dass die technischen Möglichkeiten für die Speicherung, auch wenn noch Entwicklungspotenzial besteht, vorhanden sind. Daher wird die zukünftige Entwicklung von Marktregularien und Strompreisen am Markt auch auf die Endenergienutzer sehr starken Einfluss haben.

Aufgrund der hohen Investition in Speichersysteme und deren langen Abschreibungsdauer sind langfristig stabile rechtliche und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen notwendig und sinnvoll. In weiterer Folge wären aber auch Anreize zu setzen, um Investitionen in Speichertechnologien anzustoßen, um dann in Zukunft bei Bedarf über die dementsprechenden Speicherkapazitäten zu verfügen. Diese Anreize könnten in vielerlei Hinsicht verwirklicht werden, seien es geänderte Tarifmodelle, der Einsatz von virtuellen Kraftwerken oder auch Förderungen für dezentrale Speicheranlagen. Besonders wichtig wird es aber sein, den erforderlichen Rahmenbedingungen insofern nachzukommen, als eine Kombination aus Speicherung, Netzausbau, Lastverlagerung und auch eine mäßige Abregelung der Erzeugung aus dargebotsabhängigen Energiequellen angestrebt wird. Im Fokus sollte dabei eine nachhaltige und wirtschaftlich sinnvolle Vorgehensweise stehen.

Literaturverzeichnis

- [AEA, 2007] AEA Group: „*Outlook of Energy Storage Technologies*“, 07/2007, <http://www.europarl.europa.eu/document/activities/cont/201109/20110906ATT26009/20110906ATT26009EN.pdf>, Abgerufen: 28.06.2012
- [AEA, 2010] austrian energy agency: „*Energiewirtschaftlicher Bedarf regelfähiger Kraftwerke*“, 06/2010, http://www.anschober.at/files/materialien/104/20100621_Endbericht_PSK_II.pdf, Abgerufen: 27.08.2011
- [ANZENGRUBER, 2012] Wolfgang Anzengruber: „*Blick in die Energiezukunft - Bedeutung von Strom*“, 10.10.2012, 50.OVE-Tagung in Wien, Schriftenreihe Nr.66, S.22
- [APG, 2011] APG, TU Graz, TU Wien: „*Die strategische Weiterentwicklung des Höchstspannungsnetzes der Austrian Power Grid AG*“, 02/2011, <http://www.apg.at/de/news/downloads>, Abgerufen: 27.10.2011
- [ATI, 2011] ATI Küste GmbH: „*Machbarkeitsstudie von Pumpspeicherkraftwerken in Mecklenburg-Vorpommern*“, 06/2011, www.windenergy-in-the-brs.net/download/17/Feasibility%20study%20on%20pump%20storage%20systems%20in%20MV.pdf, Abgerufen: 25.02.2013
- [BDEW, 2010] bdew: „*Positionierung zur Netzentgeltspflicht von Stromspeichertechnologien am Beispiel von Pumpspeicherkraftwerken*“, 07/2010, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20100716_Positionierung_zur_Netzentgeltspflicht_von_Stromspeichertechnologien_am_Beispiel_von_Pump/\\$file/502_Bd_2010,08_BDEW_Positionspapier_Stromspeichertechnologien.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20100716_Positionierung_zur_Netzentgeltspflicht_von_Stromspeichertechnologien_am_Beispiel_von_Pump/$file/502_Bd_2010,08_BDEW_Positionspapier_Stromspeichertechnologien.pdf), Abgerufen: 04.12.2013

- [BDEW, 2011] BDEW: „*Positionierung zur Frage der Einstufung von Stromspeichern als Letztverbraucher im EEG und EnWG*“, 09/2011, [http://bdew.de/internet.nsf/id/BB5AD4C8B4FD4CBDC1257A840036444B/\\$file/121001_BDEW_Informationen_zur_Systematik_EEG-Umlage_und_Entwicklung.pdf](http://bdew.de/internet.nsf/id/BB5AD4C8B4FD4CBDC1257A840036444B/$file/121001_BDEW_Informationen_zur_Systematik_EEG-Umlage_und_Entwicklung.pdf) ,
Abgerufen: 13.01.2013
- [BIGLER, 2011] Bigler, Studer: „*Speicherkraftwerke aus integraler Sicht*“, 2011, [http://www.hydrologie.unibe.ch/projekte/Wasserwirtschaft/Speicherkraftwerke_Bigler %20Studer.pdf](http://www.hydrologie.unibe.ch/projekte/Wasserwirtschaft/Speicherkraftwerke_Bigler_%20Studer.pdf) , Abgerufen: 23.08.2012
- [BMU, 2007] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: „*Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz*“, 2007, http://www.clearingstelle-eeg.de/files/private/active/0/erfahrungsbericht_eeg_2007.pdf, Abgerufen: 29.08.2011
- [BNA, 2011] Bundesnetzagentur für Elektrizität: „*Monitoring Bericht 2011*“, <http://de.statista.com/statistik/studie/id/7932/dokument/bundesnetzagentur-monitoringbericht-2010/>, Abgerufen: 02.06.2012
- [BNA, 2012] Bundesnetzagentur für Elektrizität: „*Monitoring Bericht 2012*“, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf?_blob=publicationFile, Abgerufen: 12.01.2012
- [BRAUNER, 2006] Günther Brauner: „*Gutachten - Projektvorschläge für den weiteren Ausbau der heimischen Wasserkraft entsprechend Fortschrittsbericht der TIWAG*“, 06/2006, <http://www.tirol.gv.at/fileadmin/www.tirol.gv.at/presse/downloads/lhm-gutachten-2.pdf>, Abgerufen: 27.08.2011
- [BURKHARDT 2009] Burkhardt, Uelfeti, Nufer: „*Druckluftspeicher die Lösung zur Netzintegration erneuerbarer Energien?*“, 12/2009, www.fhnw.ch,
Abgerufen: 25.02.2013
- [CALAMINUS, 2007] Bernd Calaminus: „*Innovatives Druckluftspeicherkraftwerk der EnBW*“, 10/2007, http://www.efzn.de/uploads/media/WS_II-Vortrag_adiabates_CAES_EnBW.pdf.pdf,
Abgerufen: 01.08.2012

- [CELLCUBE, 2012] Gildemeister - cellcube: „*CellCube FB 200-400 für den industriellen Einsatz*“, <http://de.cellcube.com/de/downloads.htm>, Abgerufen: 30.04.2012
- [CHRISTINER, 2012] Gerhard Christiner: „*Herausforderungen an die zukünftigen Übertragungsnetze*“, 10.10.2012, 50.OVE-Tagung in Wien, Schriftenreihe Nr.66, S.140
- [CRASTAN, 2008] Valentin Crastan: „*Elektrische Energieversorgung 2*“, 06/2008, ISBN: 978-3-540-70877-3
- [CYPHELLY, 2004] Cyphelly, Brückmann, Menhardt: „*Techn. Grundlagen der Druckluftspeicherung*“, 09/2004, www.bfe.admin.ch, Abgerufen: 25.02.2013
- [DENA, 2008] dena: „*Elektrizitätswirtschaftliche und Energiepolitische Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Strombezug von Pumpspeicherwerken*“ 11/2008, http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Energiedienstleistungen/Dokumente/Pumpspeicherstudie.pdf, Abgerufen: 28.10.2012
- [DENA, 2010] dena: „*Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien*“, 02/2010, http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/studien_umfragen/Pumpspeicherstudie/Endbericht_PSW_-_Integration_EE_dena.pdf, Abgerufen: 07.05.2013
- [DENA2, 2010] dena: „*Pumpspeicherwerke und ihr Beitrag zum Ausbau erneuerbarer Energien - Zentrale Ergebnisse des energiewirtschaftlichen Gutachtens zum Neubauvorhaben Pumpspeicherwerk Atdorf*“, 09/2010, <http://www.dena.de>, Abgerufen: 10.10.2011
- [DENA3, 2010] Deutsche Energieagentur: „*dena - Netzstudie II; Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung*“, 09/2010, <http://www.dena.de>, Abgerufen: 06.08.2011

- [DESTATIS, 2011] DESTATIS, „Zahlen & Fakten > Wirtschaftsbereiche > Energie > Erzeugung“, 2011, <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Erzeugung.html>, Abgerufen: 03.01.2013
- [DGB, 2013] DGB: „Stellungnahme zum Grünbuch der EU-Kommission“, <http://www.dgb.de/themen/++co++8671004a-e576-11e2-832a-00188b4dc422>, Abgerufen: 02.12.2013
- [DKJ, 2011] Donau Kraftwerk Jochenstein AG: „Erläuterungsbericht“, http://www.regierung.niederbayern.bayern.de/wirueberuns/aufgaben/JES_A001_AHBH3_B30001_Erlaeuterungsbericht.pdf, Abgerufen: 09.08.2011
- [EA, 2011] TU Wien et. al.: „Super-4-Micro-Grid Endbericht“, 10/2011, http://www.ea.tuwien.ac.at/fileadmin/t/ea/projekte/super-4-micro-grid/Super-4-Micro-Grid_-_FFG-Nr._818954_-_Approbierter_Endbericht.pdf, Abgerufen: 27.10.2012
- [EC, 2011] European Commission: „Energy Infrastructure - Priorities For 2020 And Beyond“, 2011, http://ec.europa.eu/energy/publications/doc/2011_energy_infrastructure_en.pdf, Abgerufen: 01.03.2012
- [E-CONTROL, 2010] e-control: „Engpassleistung nach Kraftwerkstypen“, 2010, <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/bestandsstatistik/verteilungserzeugungsanlagen2010>, Abgerufen: 02.06.2012
- [E-CONTROL, 2011] e-control: „Betriebsstatistik 2011 - Monatliche Bilanz“, <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/betriebsstatistik2011>, Abgerufen: 02.06.2012
- [E-CONTROL, 2012] E-Control: „Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom“, 10/2012, <http://www.e-control.at/portal/page/portal/>

- medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/monitoring-report-strom-2012.pdf,
 Abgerufen: 01.9.2013
- [E-CONTROL, 2013] e-control: „*Engpassleistung nach Größenklassen 2012*“, 12/2013,
<http://www.e-control.at/de/statistik/strom/bestandsstatistik/>,
 Abgerufen: 12.01.2014
- [E-CONTROL2, 2011] e-control: „*Speicherinhalte zum Monatsletzten*“, 2011,
http://www.e-control.at/de/statistik/strom/marktstatistik/kennzahlen_wasser_waerme, Abgerufen: 30.12.2012
- [E-CONTROL2, 2013] e-control: „*Statistikbroschüre 2013*“,
<http://www.e-control.at/de/publikationen/statistik-bericht>,
 Abgerufen: 02.12.2013
- [ENERGIESPEICHER, 2014] Forschungsinitiative Energiespeicher:
 „*Kugelpumpspeicher unter Wasser*“, 03/2014, http://forschung-energiespeicher.info/batterie-im-netz/projektliste/projekt-einzelansicht/104/Kugelpumpspeicher_unter_Wasser/,
 Abgerufen: 10.5.2014
- [EPRI, 2007] EPRI: „*Vanadium Redox Flow Batteries - An In-Depth Analysis*“, 03/2007, http://doc.forumed.org/medecine/download_pdf.php?kw=Vanadium%20Redox%20Flow%20Battery+filetype:pdf&pages=50&go=Go,
 Abgerufen: 04.12.2013
- [ETG, 2007] ETG-Taskforce Dezentrale Energieversorgung 2020: „*VDE-Studie Dezentrale Energieversorgung 2020*“, 2007,
<http://www.vde.com/de/fg/ETG/Pbl/Studien/Documents/MCMS/VDEStudieDezentraleEnergieversorgung2020gesamt.pdf>,
 Abgerufen: 03.10.2012
- [FEW2009] Forschungsstelle für Energiewirtschaft: „*Energiespeicher - Stand, Perspektiven und Wirtschaftlichkeit*“ 03/2009,
http://www.ffe.de/download/kurzberichte/20090306_Kurzbericht_eV_Elek._Energie-speicher.pdf, Abgerufen 08.08.2011

- [FRONTIER, 2011] frontier economics: „*Effiziente Stromspeicher brauchen effiziente Rahmenbedingungen*“, 09/2011,
<http://www.verbund.com/~ /media/35B4781D9B164625BB51A1A64D268101.pdf>, Abgerufen: 09.08.2012
- [GARVEY, 2011] Ellie Zolfagharifad: „*Compressed air energy storage has bags of potential*“, 04/2011,
<http://www.theengineer.co.uk/in-depth/the-big-story/compressed-air-energy-storage-has-bags-of-potential/1008374.article>,
 Abgerufen: 04.12.2014
- [Gawlik, 2012] Wolfgang Gawlik: „*Energieszenario 2062*“, 10.10.20c12,
 50.OVE-Tagung in Wien, Schriftenreihe Nr.66, S.27
- [GIETL, 2004] Johann Gietl: „*Vanadium und Molybdän*“, 2004,
<http://www.rz.uni-karlsruhe.de/~ dg21/geochem0304/VMo.pdf> ,
 Abgerufen: 04.12.2013
- [GRIMM, 2007] Vanessa Grimm: „*Einbindung von Speichern für erneuerbare Energien in die Kraftwerkseinsatzplanung - Einfluss auf die Strompreise der Spitzenlast*“, 04/2007, <http://www-brs.ub.ruhr-uni-bochum.de/netahtml/HSS/Diss/GrimmVanessa/diss.pdf>,
 Abgerufen: 04.06.2012
- [Groiß, 2011] Groi, Boxleitner: „*Jährliche Erzeugungsschwankungen regenerativer Einspeiser*“, 02/2011,
http://www.ea.tuwien.ac.at/fileadmin/t/ea/projekte/super-4-micro-grid/Groiss_Chr._Boxleitner_M._-_Jaehrliche_Erzeugungsschwankungen_regenerativer_Einspeiser.pdf,
 Abgerufen: 27.10.2012
- [GROIB, 2012] Groi, Boxleitner: „*Speicherbedarf für eine Vollversorgung Österreichs mit regenerativem Strom*“, 02/2012,
http://www.ea.tuwien.ac.at/fileadmin/t/ea/projekte/super-4-micro-grid/Boxleitner_M._Groiss_Chr._-_Speicherbedarf_fuer_eine_Vollversorgung_OEsterreichs_mit_regenerativem_Strom.pdf,
 Abgerufen: 27.10.2012

- [GUTSCHI, 2011] Gutschi, Huber, Konrad, Stigler: *„Simulation der Auswirkungen unterschiedlicher Einsatzstrategien von (Pump-)Speicherkraftwerken auf dem Elektrizitätsmarkt“*, 2011
- [HEIER, 2009] S. Heier: *„Elektrische Energiespeicher“*, Universität Kassel, Kassel, 2009, http://yassin-bouyraaman.com/Publications/Elektrische%20Energiespeicher_Bouyraaman_Rose.pdf, Abgerufen: 09.08.2011
- [HEILAND, 2013] Michael Heiland: *„Pumpspeicherpotenziale an ausgewählten Talsperren in NRW“*, 01/2013, http://www.iww.rwth-aachen.de/download/pdf/symposium/presentation/IWASA2013/IWASA2013_Vortragsfolien_Heiland.pdf, Abgerufen: 08.11.2013
- [HIH, 2011] Arbeitsgemeinschaft hessischer Industrie- und Handelskammern: *„Klimaschutz-Effizienz verbessern und wettbewerbsfähige Energieversorgung langfristig sichern“*, 08/2011, <http://starweb.hessen.de/cache/AV/17/WVA/WVA-AV-002-T3.pdf>, Abgerufen: 01.02.2013
- [HUBER, 2010] Christoph Huber: *„Zukünftige Rahmenbedingungen der europäischen Wasserkraftwirtschaft“*, 06/2010
- [IEA, 2009] International Energy Agency: *„Prospects for Large-Scale Energy Storage in Decarbonised Power Grids“*, 2009, http://www.iea.org/papers/2009/energy_storage.pdf, 06.07.2012
- [IG-WINDKRAFT, 2013] Interessensgemeinschaft Windkraft Österreich, <http://www.igwindkraft.at/>, Abgerufen: 12.01.2013
- [IEE, 2003] Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation: *„Energieplanung in Theorie und Praxis“*, 2003
- [ILLWERKE, 2011] Illwerke AG: *„Prospekt - Kopswerk II“*, <http://www.kopswerk2.at/inhalt/at/45.htm>, Abgerufen: 09.10.2011
- [ISE, 2010] Fraunhofer ISE, Fraunhofer AST, VKPartner.de: *„Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie – Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie“*, 06/2009, <http://bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/>

- speichertechniken-elektroenergie.pdf, Abgerufen: 04.06.2012
- [ISEA, 2012] ISEA - RWTH Aachen: „*Technology Overview on Electricity Storage*“, 06/2012, http://www.sefep.eu/activities/events/120628_Technology_Overview_Electricity_Storage_SEFEP_ISEA.pdf, Abgerufen: 09.07.2012
- [ISI, 2007] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung: „*Zukunftsmarkt Elektrische Energiespeicherung*“ 12/2007, <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3448.pdf> , Abgerufen: 04.06.2012
- [IWES, 2010] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Kassel): „*Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem*“, 02/2010, http://www.fvee.de/fileadmin/politik/IWES_Gutachten-Pumpspeicher.pdf , Abgerufen: 10.10.2012
- [IWES, 2011] Fraunhofer IWES: „*Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes*“, 02/2011, http://michaelwenzl.de/wiki/_media/ee:greenpeace_energy_gutachten_windgas_fraunhofer_sterner.pdf, Abgerufen: 23.10.2012
- [JANSEN, 2014] Jansen, Schöner: „*PSKW - Vergleich unterschiedlicher Konzepte den Regelbedarf der Zukunft zu sichern*“, 2014, http://vzb.baw.de/publikationen/dresdner-wasserbauliche-mitteilungen/0/Jansen_Pumpspeicherkraftwerke%20-%20Vergleich.pdf, Abgerufen: 08.11.2013
- [JOANNEUM, 2012] Joanneum Research: „*Energiespeicher der Zukunft*“, 02/2012, http://www.joanneum.at/fileadmin/user_upload/news_images/RESOURCES/Energiespeicher_der_Zukunft_Publizierbar_EB.pdf, Abgerufen: 25.07.2012
- [KEAR, 2011] Kear, Shah, Walsh: „*Development of all-vanadium redox flow battery for energy storage: a review of technological, financial and policy aspects*“, 04/2011, International Journal of Energy Research

- [KELAG, 2013] Kelag-Tagungsband: „*Eneuerbare Energien brauchen Speicher*“, 11/2013, http://www.konferenz-erneuerbare-energie.at/Dokumente/EEK13_Tagungsband_Web.pdf, Abgerufen: 09.12.2013
- [KLEIMAIER, 2009] Dr.Martin Kleimaier: „*Speichertechnologien*“, 04/2009, http://www.life-needs-power.de/2009/20-04-2009_14-00_LNP_Speicher%20Kleimaier%20Paesentation.pdf, Abgerufen: 31.05.2012
- [LUNDGREN, 2011] Kari Lundgren, Lars Paulsson: „*Utilities Giving Away Power as Wind, Sun Flood European Grid*“, 09/2011 <http://www.bloomberg.com/news/2011-09-29/utilities-giving-away-power-as-wind-sun-flood-european-grid.html>, Abgerufen: 22.10.2011
- [MOSER, 2013] Moser, Wellßow et. al.: „*Zusätzlicher Bedarf an Speichern frühestens 2020*“, 03/2013, e&i - Beitrag 2013
- [NEUPERT, 2008] Ulrik Neupert, Thomas Euting, Thomas Kretschmer, Claudia Notthoff, Klaus Ruhlig, Birgit Weimert: „*Energiespeicher - Technische Grundlagen und energiewirtschaftliches Potenzial*“, 10/2008, ISBN: 978-3-8167-7936-0
- [NGK, 2012] NGK Insulators, Ltd.: „*Cause of NAS Battery Fire Incident, Safety Enhancement Measures and Resumption of Operations*“, 06/2012, <http://www.ngk.co.jp/english/news/2012/0607.html>, Abgerufen: 12.12.2013
- [OEE, 2011] Österreichs Energie: „*Forschungsbericht 2011*“ 10/2011
- [OEE, 2014] Österreichs Energie - Fachmagazin: „*Kongress 2014 in Graz*“, 09/2014
- [OERTEL 2008] Dagmar Oertel: „*Energiespeicher - Stand und Perspektiven*“, 08/2008 <http://www.tab-beim-bundestag.de/de/pdf/publikationen/berichte/TAB-Arbeitsbericht-ab123.pdf>, Abgerufen: 06.08.2011
- [OGE, 2013] OGE-Tagungsband: „*Energiewende - die Herausforderung!*“, 10/2013

- [PILGRAM, 2013] Thomas Pilgram: „*Die Entwicklung von Angebot und Nachfrage auf dem Regenergiemarkt*“, 05/2013,
http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/2013/FK_Flexibilitaet_Stromv/06_Pilgram_CLENS_v3.pdf,
 Abgerufen: 04.12.2013
- [POPP, 2010] Matthias Popp: „*Speicherbedarf bei einer Stromversorgung mit erneuerbaren Energien*“, 07/2010, ISBN: 978-3-642-01926-5
- [PV-AUSTRIA, 2013] Bundesverband Photovoltaic Austria,
<http://www.pvaustria.at/>, Abgerufen: 04.12.2013
- [QUASCHNIG, 2000] Quasching, Hanitsch „*Speicherbedarf einer Elektrizitätsversorgung bei einem hohen Anteil regenerativer Kraftwerke*“ 2000, e&i 117 Jg., H.12
- [SAUER, 2008] Dirk Uwe Sauer: „*Infrastrukturbedarf und Speicherung elektrischer Energie unter Berücksichtigung des Mobilitätssektors bei hohem Anteil erneuerbarer Energien*“, 08/2008,
<http://www.isea.rwth-aachen.de/publications/request/1287>,
 Abgerufen: 21.06.2012
- [SCHMIDT, 2013] Barbara Schmidt: „*Pumpspeicherkraftwerke und Netzinfrastuktur-ein notwendige/sinnvolle Symbiose*“, 09/2013,
<http://www.swv.ch/Downloads>, Abgerufen: 04.12.2013
- [SHIBATA,2013] Shibata, Kuamoto: „*Redox Flow Batteries for the Stable Supply of Renewable Energy*“, 04/2013,
<http://global-sei.com/tr/pdf/feature/76-03.pdf>, Abgerufen: 23.10.2013
- [SKYLLAS, 2009] Skyllas-Kazacos et. al.: „*Recent advances with UNSW vanadium-based redox flow batteries*“, 08/2009, International Journal of Energy Reasearch
- [STAUDACHER, 2009] Staudacher et.al.: „*Energiespeicher - Stand, Perspektiven und Wirtschaftlichkeit*“, 03/2009,
http://www.ffe.de/download/kurzberichte/20090306_Kurzbericht_eV_Elek._Energiespeicher.pdf, Abgerufen: 08.11.2012

- [STERNER, 2009] Michael Sterner: „*Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems*“, 09/2009, <http://www.uni-kassel.de/upress/online/frei/978-3-89958-798-2.volltext.frei.pdf> , Abgerufen: 23.10.2012
- [STIGLER, 2013] Heinz Stigler: „*Sichere und leistbare Elektrizitätsversorgung der Zukunft*“, e&i-Beitrag 04/2013
- [STRAUß, 2006] Karl Strauß: „*Kraftwerkstechnik*“, 2006, 5.Auflage, ISBN: 10 3-540-29666-2
- [STRESE, 2010] Dr. Jörg Strese: „*Speicher im Energiemarkt*“, 07/2010, <http://www.geni.ag/dload/2010>, Abgerufen: 04.06.2012
- [THÜRINGEN, 2013] Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie: „*Pumpspeicherkataster Thüringen*“, http://www.thueringen.de/imperia/md/content/tmwta/aktuelles/v3_pumpspeicherkataster.pdf, Abgerufen: 04.01.2013
- [ULVAC, 2009] ULVAC Group's PR Magazine: „*Shining New Light on Solar Power*“, Heft 55/2009, <http://www.ulvac.co.jp/eng/information/prm/055pdf/No55E-04.pdf> , Abgerufen: 02.08.2011
- [UMSICHT, 2011] Fraunhofer UMSICHT: „*Netzintegrierte Stromspeicher zur Integration fluktuierender Energie - Technische Anforderungen, ökonomischer Nutzen, reale Einsatzszenarien*“, 09/2011, <http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-1901398.pdf>, Abgerufen: 05.07.2012
- [UBA, 2011] Umweltbundesamt: „*Stromszenario 2050*“, 2011, <http://www.apg.at/de/news/downloads>, Abgerufen: 27.10.2012
- [VARTANIAN, 2011] Charles Vartanian: „*Grid Stability Battery Systems for Renewable Energy Success*“, <http://www.a123systems.com/solutions-electric-grid.html>, Abgerufen: 09.10.2011
- [VDE1, 2008] VDE Studie: „*Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger - Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf*“, 12/2008

- [VDE2, 2008] VDE: „*Smart Distribution - Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen*“, 07/2008, http://www.e-energie.info/documents/VDE_Studie_Smart_Distribution.pdf, Abgerufen: 22.05.2012
- [VDE, 2010] VDE: „*Die deutsche Normungsroadmap - E-Energy/Smart Grid*“, 04/2010, http://www.e-energie.info/documents/DKE_Roadmap_Smart_Grid_230410_Deutsch.pdf, Abgerufen: 22.05.2012
- [VDE, 2012] VDE: „*Energiespeicher für die Energiewende*“, 06/2012, http://www.chemieingenieurwesen.de/VDE-Studie_Energiespeicher_Kurzfassung.pdf, Abgerufen: 03.07.2012
- [VDI, 2009] VDI-Berichte 2058: „*Elektrische Energiespeicher - Schlüsseltechnologie für energieeffiziente Anwendungen*“, 03/2009, ISBN 978-3-18-092058-0
- [VEOE, 2008] VEÖ: „*Wasserkraftpotenzialstudie Österreich*“, 05/2008, http://www.energiestrategie.at/images/stories/pdf/36_veo_08_wasserkraftpotenzial.pdf, Abgerufen: 09.08.2011
- [VERBUND, 2010] Verbund AG: „*Saubere Energie für Generationen - Pumpspeicherwerk Limberg II*“, 10/2010, <http://www.verbund.com/cc/de/news-presse/aktuelle-projekte/oesterreich/limberg-2>, Abgerufen: 30.09.2011
- [ZENZ, 2012] Gerlad Zenz: „*Wasserkraftanlagen - Optimierung von Pumpspeichieranlagen*“, Vorlesungsunterlagen
- [ZUNFT, 2007] S. Zunft: „*Druckluftspeicherkraftwerke - ein Element zur Netzintegration erneuerbarer Energien*“, 2007, http://www.life-needs-power.de/2007/19-04-2007_Donnerstag/070419_13-00_HM07-Energieforum-Zunft.pdf, Abgerufen: 31.05.2012