



43. IWASA

Internationales Wasserbau-Symposium
Aachen 2013

Wasser als Energieträger

10. und 11. Januar 2013

Nachnutzung von stillgelegten Erzbergwerken durch untertägige Pumpspeicherwerke

Energiewirtschaftlicher Rahmen, konzeptionelle Grundlagen und wirtschaftliches Umsetzungspotenzial

Christoph Neumann und Wolfgang Busch

Zusammenfassung

Um die Netzintegration fluktuierender Energiequellen weiter zu unterstützen, sind Flexibilisierungsoptionen notwendig. Energiespeicher wie auch ein Pumpspeicher unter Tage sind in der Lage, Leistungsschwankungen auszugleichen und damit die Residuallast zu glätten. Weiter können sie durch die Bereitstellung von Regelenergie zur Frequenzhaltung beitragen und damit die Systemsicherheit unterstützen.

Der Neubau von Pumpspeicherwerken übertage wird in Deutschland wegen großflächiger Eingriffe in die Landschaft und ökologischer Bedenken kaum oder nur sehr selten realisierbar sein. Der Bau untertägiger PSW bietet hier grundsätzlich eine Alternative und Vorteile. Wie bei den übertägigen PSW ist das Aufsuchen und Finden eines optimalen Standortes vorrangig. Besonders geeignete Standorte für untertägige PSW lassen sich in einigen wenigen Regionen in Deutschland finden, so auch im Harz, wie eine Studie des Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN) ergeben hat. Jedoch zeigt diese Studie auch die Notwendigkeit der Erforschung weiterer Teilaspekte auf.

Auch wenn das wirtschaftliche Umsetzungspotenzial – wie auch für andere Kraftwerksinvestitionen – insbesondere aufgrund der derzeitigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen gering ist, wird der Wandel des Elektroenergiesystems zukünftig Antworten auf Themen wie die Systemstabilität erfordern. Vor diesem Hintergrund müssen mögliche Lösungen bereits heute erforscht und zur Demonstration gebracht werden. Das derzeitige Marktsystem gehört auf den Prüfstand und die Vergütungssätze für Speicherdienstleistungen müssen diskutiert werden.

1 Energiespeicher im Kontext der Energiewende

1.1 Herausforderungen im Elektroenergiesystem

Mit dem Energiekonzept der Bundesregierung werden die langfristigen und ehrgeizigen Ziele definiert, die auf eine Versorgung durch erneuerbare Energien abzielen. Durch die

Integration dieser Anlagen in das Elektroenergiesystem entstehen technische, wirtschaftliche/regulatorische sowie gesellschaftliche Herausforderungen.

Aus einer technischen Perspektive steigt durch die einhergehende Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch der Bedarf an Flexibilisierungsoptionen. Diese werden zukünftig an Bedeutung gewinnen, um auch weiterhin eine hohe Systemsicherheit und eine zuverlässige Versorgung mit Elektrizität für Industrie und Haushalte zu gewährleisten. In wirtschaftlicher Hinsicht wird unter Beibehaltung des bisherigen Marktdesigns ein immer größerer Anteil dem freien Wettbewerb entzogen. Die *derzeitige* Situation soll anhand eines Beispiels in der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz dargestellt werden. Hierzu ist eine angespannte Netzsituation, in der aufgrund eines hohen Aufkommens an Windenergie Maßnahmen zur Sicherung der Systemstabilität¹ durchgeführt werden mussten, in der Abbildung 1 visualisiert.

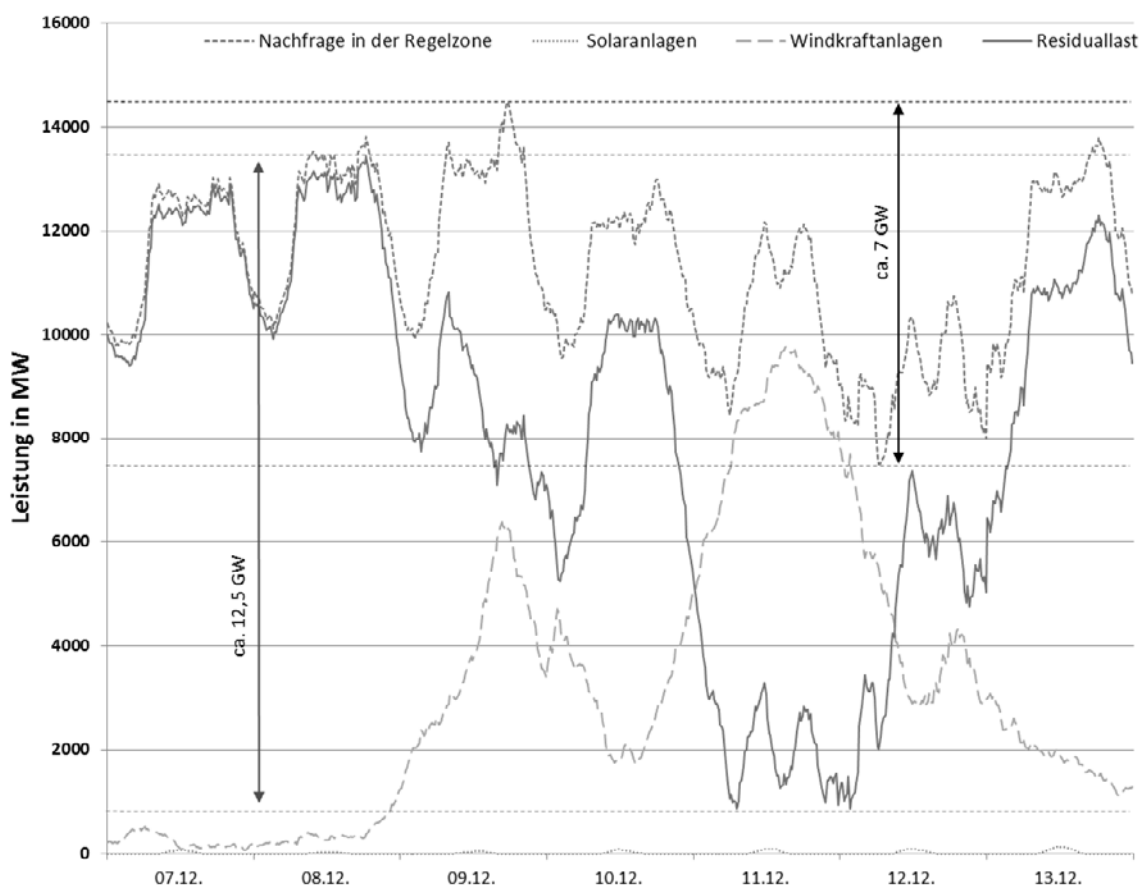


Abb. 1: Beispiel einer Netzsituation in der Regelzone von 50Hertz im Winter 2010/2011 – Datenquelle: [50Hz10]

¹ gemäß §13 (1) EnWG, §13 (2) EnWG

Neben der zu deckenden Nachfrage, die durch einen Tagesrhythmus gekennzeichnet ist, sind die Einspeisung der Windkraft sowie die (in dieser Woche nahezu zu vernachlässigende) Einspeisung aus Photovoltaikanlagen zu erkennen. Die Residuallast, verstanden als verbleibende Nachfrage nach Abzug der nicht steuerbaren Kraftwerke bzw. fluktuierenden Energiequellen, ist bereits heute durch einen stark schwankenden Verlauf gekennzeichnet.

Aus diesem Beispiel sind verschiedene Aspekte und Konsequenzen abzuleiten. Zum einen ist zu erkennen, dass bereits in einem System ohne eine Einspeisung nicht-nachfrageorientierter, fluktuierender Energiequellen eine Schwankungsbreite abgedeckt werden muss und somit Flexibilität durch konventionelle Kraftwerke durch Mittel- und Spitzenlastkraftwerke vorhanden war bzw. ist. Gleichzeitig wird offensichtlich, dass die Flexibilitätsansprüche durch die Integration Erneuerbarer Energien steigen. Die Grundsatfrage ist, durch welche Technologien diese Herausforderungen in einem zukünftigen Energiesystem bewältigt werden sollen. Weiter muss kritisch geprüft werden, welche Anreize – heute und zukünftig – gesetzt werden, damit neben einem verstärkten Netzausbau Lösungsoptionen wie das Lastmanagement oder Speichertechnologien umgesetzt werden können.

Bereits bei den derzeitigen (verglichen mit den Zielen des Energiekonzeptes noch relativ geringen) Beiträgen durch die Erneuerbaren Energien, entstehen Situationen, in denen nahezu kein anderes Kraftwerk benötigt wird, um die Nachfrage zu bedienen (Abb. 1 am 11.12.). Wenige Tage vorher (am 8.12.) zeigt sich jedoch das umgekehrte Bild: Hier musste nahezu die gesamte Leistung durch den konventionellen Kraftwerkspark abgedeckt werden, sofern man die Betrachtung der Systemgrenze auf diese Regelzone beschränkt. Die heutigen (Pump-)Speicher mit einer installierten Kapazität von rund 0,04 TWh reichen bei weitem nicht aus, einen umfänglichen Ausgleich insbesondere mit Blick auf die zukünftige Zubauentwicklung der Erneuerbaren zu schaffen. Dabei stehen langfristig immer weniger konventionelle Kraftwerke für diese Flexibilisierungsaufgaben zur Verfügung. Zudem scheitern immer wieder Investitionsprojekte an den derzeitigen energiewirtschaftlichen Bedingungen (abnehmende Residuallast und geringere Ausnutzungsdauern, geringes Niveau der Handelspreise, steigende Rohstoff- und Brennstoffpreise, zukünftig ggfs. wieder höhere Zertifikatspreise).

Im Hinblick auf eine hohe Systemsicherheit kann der Bedarf von zwei verschiedenen Speicherarten klassifiziert werden. Einerseits Speicher mit einem hohen Energieinhalt, um insbesondere längerfristige Schwankungen der Erzeugung auszugleichen. Andererseits werden leistungsstarke Speicher in ihrer Bedeutung zunehmen, um kurzfristige Ausgleichsvorgänge im Elektroenergiesystem bedienen zu können. Ein untertägliches Pumpspeicherwerk, nach dem in diesem Beitrag verstandenen Konzept, wird nach der obigen Klassifizierung zum Bereich leistungsstarker Speicher gezählt.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass man sich derzeit und zukünftig im größten Umbruch seit der Liberalisierung im Jahr 1998 befindet. Technische Themen wie der

Ausgleich von Lastsprüngen, die Bereitstellung von Regelenergie, Blindleistung und Momentanreserve sowie deren Vergütungssystematiken gehören auf den Prüfstand. Die Diskussion über ein neues Marktdesign insgesamt bzw. über die Entwicklungen des EEGs im speziellen werden nicht zuletzt für Investitionsentscheidungen und die weitere Entwicklung des Kraftwerksparks und damit auch für die hier vorgestellte Speichertechnologie relevante Einflüsse haben.

1.2 Beiträge von Speichern

Energiespeicher bzw. untertägige Pumpspeicherwerke sind eine Technologieoption, die wichtige Dienstleistungen und Funktionen im Energiesystem bereitstellen können.

Ein Handelsmotiv, das Ausnutzen von zeitlichen Preisdifferenzen, ist an dieser Stelle als klassischer Business Case anzuführen. Es kann gezeigt werden, dass der resultierende Preisglättungseffekt volkswirtschaftlich als positiver Beitrag zu bewerten ist. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht ist jedoch zumindest in Hinblick auf die Stundenkontrakte kurz- bis mittelfristig mit einem geringen Erlöspotenzial bei den ausnutzbaren Preisdifferenzen auszugehen. Effekte wie z. B. das „Kappen“ der Preismittagsspitze durch die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen machen diese Fahrweise zunehmend unattraktiver [Neu12]. Derzeit beklagen sich Betreiber von Bestandsanlagen über die Gesamtsituation und wünschen sich Förderungen durch z. B. Netznutzungsbefreiungen bei Bestandsanlagen, um eine Stilllegung bestehender Pumpspeicher zu verhindern – so zumindest die Androhung. Die zukünftigen Entwicklungen auf dem Intraday-Markt könnten jedoch mit der gleichen Systematik durch kurzfristigere Spekulationsgeschäfte zu einer interessanten Erlösquelle führen.

Als zweite und zukünftig bedeutsame Funktion ist der Beitrag zur Systemsicherheit zu erwähnen. Welche Beiträge einzelne Speichertechnologien hierzu leisten (können), wird derzeit in einer Studie vom EFZN für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) untersucht. Die Politik hat neben der AG Speicher der Plattform Zukunftsfähige Energienetze, in der diese Fragen diskutiert werden, auch eine AG Systemstabilität gegründet, die sich unter anderem den angesprochenen Herausforderungen widmet. Zum Beispiel kann an dieser Stelle auf die Systemstabilitätsverordnung (SysStabV) aufmerksam gemacht werden, in der betroffene PV-Anlagenbetreiber seit Mitte 2012 zu Nach- bzw. Umrüstungen verpflichtet werden. Ziel ist es, die Gefährdung der Systemstabilität durch Anlagen zur Erzeugung von Energie aus solarer Strahlungsenergie bei Über- und Unterfrequenzen zu vermeiden [Sys12].

Ein weiterer zu diskutierender Aspekt ist der Ausgleich von Leistungsgradienten bzw. von Erzeugungsflanken. Auch hier sind schnell regelbare Pumpspeicher in der Lage, Beiträge zu leisten. Die maximale Änderung der Erzeugungsleistung pro Stunde für Wind und Fotovoltaik ist in der Abbildung 2 dargestellt.

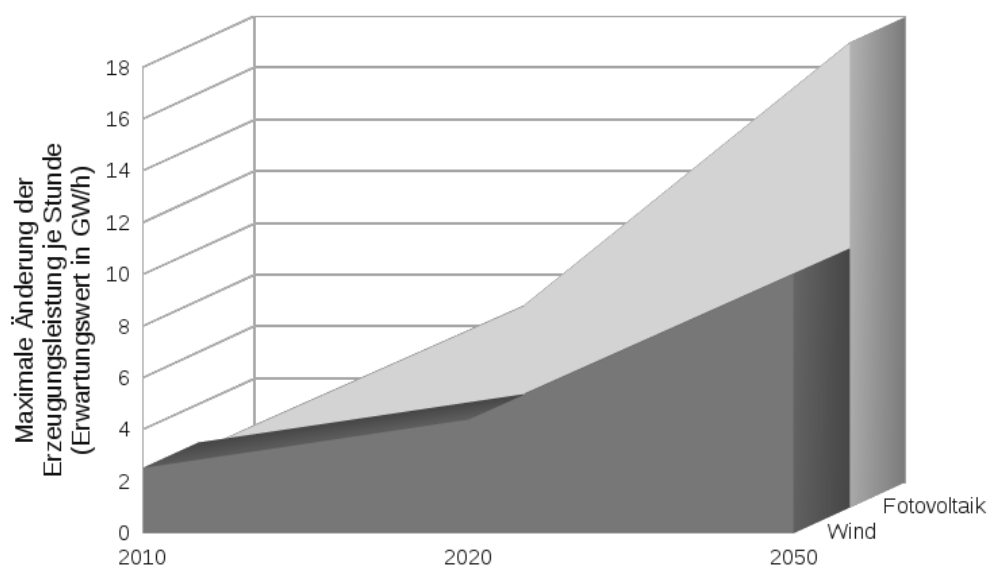


Abb. 2: (zukünftige) Erzeugungsflanken durch Wind und Fotovoltaik – Quelle: [Sch11], geändert.

Weitere Beiträge von Speichern sind in den Bereichen der Momentanreserve, Blindleistungsbereitstellung sowie Schwarzstartfähigkeit möglich. Da hier jedoch teilweise keine Vergütungen geleistet werden (Momentanreserve) oder nur bilateral zwischen Speicherbetreiber und Netzbetreiber (ohne einen Markt) Dienstleistungen entlohnt werden, können diese Themen nicht weiter vertieft werden. Gleichwohl ist zu analysieren, wie diese Dienstleistungen zukünftig in einem ausreichenden Maß bereitgestellt werden können, da diese bisher überwiegend systemimmanent vorhanden waren.

Bei den beschriebenen Herausforderungen stellt sich die Frage, welche Technologieoptionen seitens der Speicher als Lösungsoption zur Verfügung stehen. Im großtechnischen Speicherbereich steht heute praktisch nur die traditionelle PSW-Technologie *technisch, wirtschaftlich* und *gesellschaftlich akzeptiert* zur Verfügung. Die letzten beiden Kriterien besitzen jedoch heute und zukünftig nur noch sehr eingeschränkt ihre Gültigkeit. Auch wenn die Pumpspeichertechnologie unter den Speichern mit Blick auf die Energiedurchsatzkosten die günstigste Option ist, besteht derzeit starke Zurückhaltung derartige investitionsintensive Großprojekte umzusetzen.

Wegen großflächiger Eingriffe in die Landschaft und ökologischer Bedenken ist es zudem hinsichtlich der Akzeptanz fraglich, inwieweit ein nennenswerter Zubau stattfinden kann. Vor diesem Hintergrund laufen am EFZN Forschungsaktivitäten zum Thema Pumpspeicher unter Tage, wobei die konzeptionellen Grundlagen im folgenden Gliederungspunkt zusammengefasst werden sollen.

2 Lösungsoption: Pumpspeicherwerk unter Tage

2.1 Potenzialstudie

Am Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, welches eine wissenschaftliche Einrichtung der Technischen Universität Clausthal ist, wurde eine durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) geförderte Studie zum Thema „Windenergiespeicherung durch Nachnutzung stillgelegter Bergwerke“ durchgeführt. Dabei wurde die Idee untersucht, Pumpspeicherwerke aufgrund des erheblichen Flächenverbrauchs und zur Realisierung größerer Fallhöhen möglichst unter Nutzung vorhandener Schächte weitgehend untertägig zu errichten [Bec11]. Ein transdisziplinäres Team in Kooperation mit der Industrie forschte von 2009 bis 2011 an dieser Projektidee. Als ein Projektziel sollte eine Potenzialschätzung für Deutschland angegeben werden. Das Ergebnis ist, dass insgesamt rund 100 „geeignete“ Schächte im Erzgebirge, im Siegerland und Lahn-Dill-Gebiet sowie im Harz für die potenzielle Nachnutzung in Betracht gezogen werden können. Sofern man eine Grundauslegung von 100 MW und 400 MWh pro Anlage annimmt, erhält man ein theoretisches Potenzial in der Größenordnung von 10 000 MW sowie 40 000 MWh [Bec11]. Zum Vergleich: Derzeit sind in Deutschland rund 7000 MW sowie eine Kapazität von 40 000 MWh vorhanden.

Bei der unterirdischen Energiespeicherung erscheint ein weiteres (theoretisches) Potenzial möglich, da

- in der Studie der Fokus auf Erzbergwerke lag und Standorte z. B. in der Steinkohle oder im Steinsalz ausgeklammert wurden,
- standortabhängig auch andere bzw. größere Anlagenauslegungen realistisch sein können,
- auch ein Neubau „auf der grünen Wiese“ denkbar ist.

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass es unerlässlich ist, eine standortspezifische Betrachtung durchzuführen, um verlässliche Schlüsse auf eine tatsächliche Nachnutzung zu erhalten. Im Rahmen der Studie wurden zwei Standorte ausgewählt, an denen daher eine detailliertere Planung durchgeführt wurde. Anhand dieser beiden Gruben sollten die Möglichkeiten zur Nachnutzung als Pumpspeicherwerk aus marktscheiderischer, geomechanischer, bergbaulicher, maschinen- und elektrotechnischer sowie in wirtschaftlicher, (genehmigungs-)rechtlicher und umweltplanerischer Sicht untersucht werden. Beispielsweise wurde im rechtlichen Teilgebiet geprüft, inwieweit sich die derzeit geltenden Rechtsvorschriften für die Genehmigung eines unterirdischen Pumpspeicherwerkes eignen. Dabei wurden insbesondere immissions-, berg- und wasserrechtliche sowie auch baurechtliche, abfallrechtliche Vorschriften sowie Vorschriften nach dem Recht der Umweltverträglichkeitsprüfung in den Blick genommen. Darüber hinaus wurden auch eigentums-, haftungs- und energiewirtschaftsrechtliche Aspekte

betrachtet. Für ein umfangreiches Studium der Teilergebnisse wird auf [Bec11] verwiesen.

Da stillgelegte Bergwerke nur zum Zweck des Rohstoffabbaus und nicht für eine Nachnutzung als Pumpspeicherwerk errichtet wurden, sind das vorgefundene Grubengebäude und das umgebende Gebirge im Hinblick auf die nun beabsichtigte Nutzung genau zu analysieren. Es ist notwendig, die Gruben durch Auffahrungen und Erweiterungen unter Berücksichtigung von beispielsweise geologischen Störungen für die neue Aufgabe zu ertüchtigen [Bec11].

2.2 Konzeption und Realisierungspotenzial am Beispiel eines Bergwerks

Neben dem ehemaligen Erzbergwerk Pöhla im Erzgebirge wurde das stillgelegte Erzbergwerk Grund im Harz einer näheren Analyse unterzogen.

Entsprechend der Ergebnisse, die in [Bec11] zu geomechanischen sowie bergmännischen und markscheiderischen Aspekten dokumentiert sind, werden für ein Pumpspeicherwerk im Harz am Wiemannsbuchtschacht die übertägigen Grubengebäude, der Schacht selbst, Teile der 19. Sohle, Teile der Füllörter und der Ernst-August-Stollen nebst Verbindungsstrecke als Wasserlösungsstollen nachgenutzt. Im Umkehrschluss bedeutet dies jedoch, dass der große Teil der Speicherbecken neu aufgefahren werden würde. Weitere Maßnahmen zur Ertüchtigung des Bergwerks für eine Nachnutzung sind beispielsweise das Entfernen der Betonplombe, das Sumpfen der Grubenbaue sowie das Instandsetzen der Schächte. Die Auffahrung der Becken und der Maschinenkaverne müssen im Zuge des Abbaufortschritts gesichert und abhängig vom vorgefundenen Gebirge ausgebaut werden. Das Abteufen von Flucht- und Druckschächten, die Auffahrung und Sicherung der nötigen Örter vervollständigen die grundlegenden Bausteine der Schaffung von untertägigem Hohlraum für die Nachnutzung. Die Speicherbecken werden nicht als einzelner zusammenhängender Hohlraum, sondern als Streckensystem ausgeführt [Bec11]. Abbildung 3 zeigt den prinzipiellen Aufbau untertägiger Pumpspeicherwerke.

Im unteren Bild ist eine „Hybridlösung“ abgebildet, in dem nur ein Becken unterirdisch realisiert wird. Hierdurch könnte man insgesamt Kostensenkungspotenziale realisieren, da man die kostenintensive Errichtung des unterirdischen Oberbeckens einspart. Andererseits würden in dieser Variante höhere Umweltauswirkungen entstehen. Jedoch könnte eine (noch) größere Höhendifferenz realisiert werden, was bei gleichbleibender Beckengröße, eine höhere Energiemenge bzw. Speicherkapazität zur Folge hätte. Alternativ wäre bei konstanter Energiemenge eine Reduktion der Volumina möglich, wodurch wiederum im Vergleich zur komplett untertägigen Variante Kosteneinsparungen möglich sind.

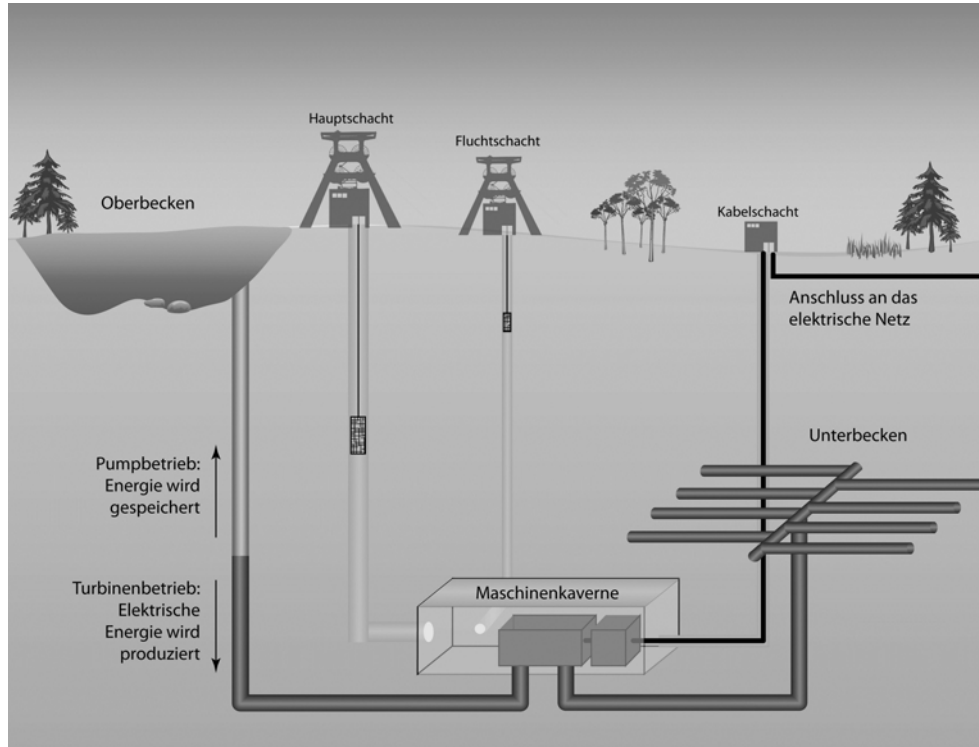
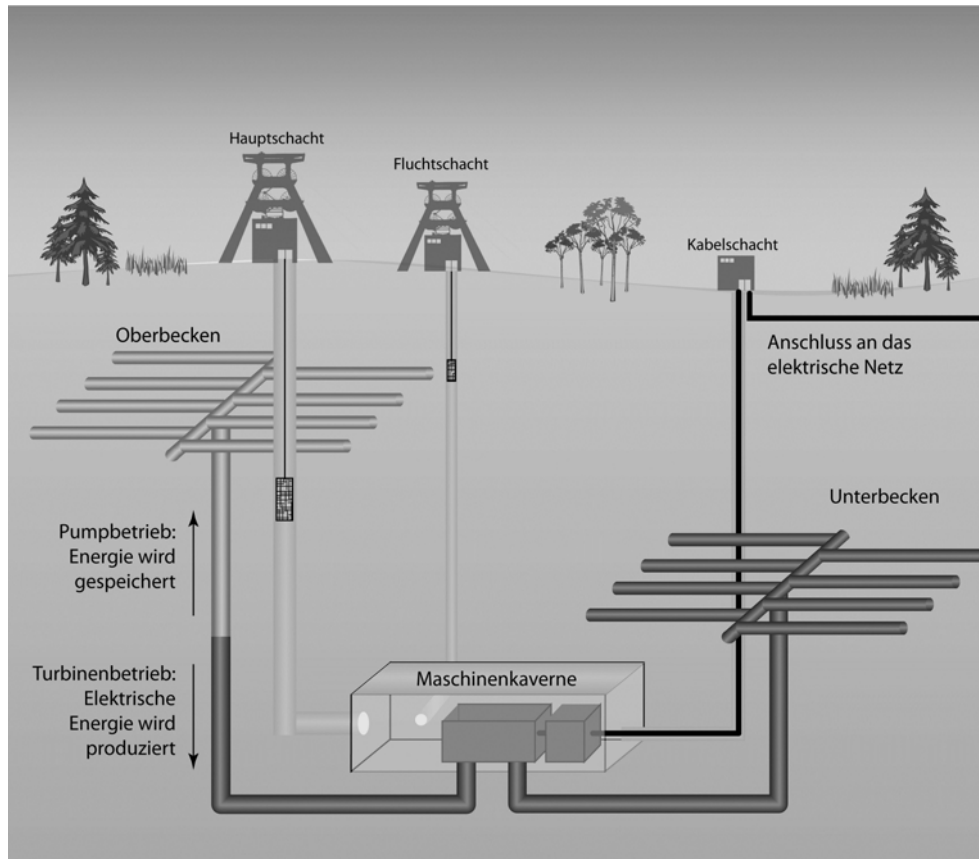


Abb. 3: Prinzipskizze eines untertägigen Pumpspeicherwerks – oben: komplett untertägige Variante – unten: „Hybridlösung“

Nach Kostenschätzungen sind untertägige Pumpspeicher mit einem höheren finanziellen Aufwand zu realisieren als klassische Pumpspeicherwerke. Es wird prognostiziert, dass ein Pumpspeicher unter Tage am Wiemannsbuchtschacht leistungsspezifische Kosten von 1654 €/kW bis 1978 €/kW hervorrufen würde [Neu12]. Im Vergleich hierzu werden für andere realisierte oder derzeit in Planung befindliche Projekte im Mittel² 800 €/kW bis 1200 €/kW angegeben.

Aufgrund des Interesses verschiedener Industriepartner wurde in [Neu12] der Frage nachgegangen, wie sich die Wirtschaftlichkeit eines Pumpspeichers unter Tage unter aktuellen Bedingungen darstellt. In Zusammenarbeit mit der VW Kraftwerk GmbH und der Harz Energie GmbH & Co. KG wurde eine Bewertung der wirtschaftlichen Machbarkeit der Errichtung und des Betriebes eines untertägigen Pumpspeicherwerks durchgeführt.

Aufgrund der zu geringen Wertschöpfungspotenziale und der aktuellen Entwicklungen auf den Spot- sowie Regelenenergiemärkten wurde in verschiedenen Szenarien festgestellt, dass eine nachhaltig rentable Errichtung betriebswirtschaftlich nicht darstellbar ist.

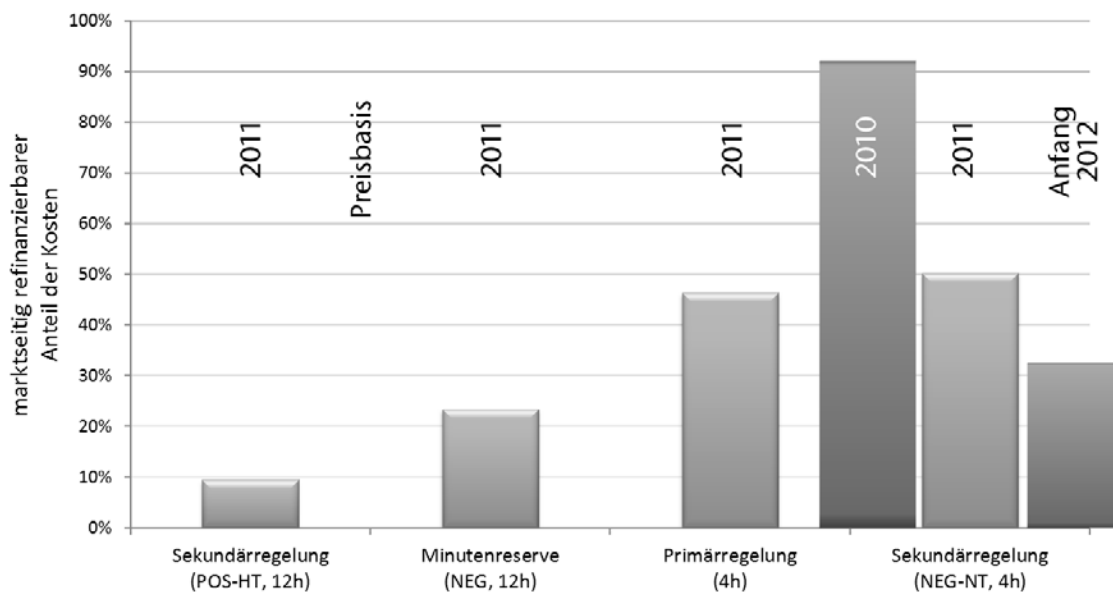


Abb. 4: Refinanzierbarer Anteil der Kosten durch die Markterlöse – Quelle [Neu12]

In der Abbildung 4 ist der refinanzierbare Anteil der Kosten durch die Markterlöse dargestellt. Auf der Preisbasis von 2011 erreicht man im besten Fall nur eine Kennziffer von ca. 50 %. Zudem erschweren auf den Regelenenergiemärkten eine Vielzahl von Ein-

² Die Tendenz geht dabei eher zu höheren Kosten wie auch die anvisierten Projektkosten bei dem geplanten PSW Atdorf zeigen. Jedoch sind bei diesem Projekt auch relativ hohe Vollaststunden angegeben, wobei dieser Aspekt bei den leistungsbezogenen Kosten außen vor bleibt.

flussfaktoren wie regulatorische Eingriffe und die Unsicherheit der zukünftigen Preisentwicklungen die Entscheidungsfindung für eine kapitalintensive und langfristige Investition. Daher wird resümiert, dass insbesondere für eine Demonstrations- bzw. Pilotanlage unter den aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen kein ausreichendes Marktsignal für die Errichtung allein durch private Investments gesendet wird.

Neben dem Bestreben Kostensenkungspotenziale zu realisieren sowie abzuschätzen, welche Erlösmöglichkeiten sich zukünftig in einem System mit einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien sowie einem verändertem Marktdesign einstellen, ist zukünftig die Fördersituation für Energiespeicher zu beobachten.

2.3 Derzeitige und zukünftige Entwicklungen

Nicht zuletzt die obige Darstellung veranschaulicht, dass alleine durch private Investments voraussichtlich kein signifikanter Speicherzubau initiiert wird. Dabei kommt die Frage auf, inwieweit eine Förderung von Speichertechnologien notwendig ist und sinnvoll erscheint.

Derzeitige Unterstützungen für Energiespeicher beschränken sich auf eine „Förderung“ durch Kostenbefreiungen. Ein spezielles Fördersystem existiert derzeit nicht. Eine Ausnahme könnte hier das aktuell angekündigte Förderprogramm des BMU sein, was jedoch auf dezentrale (Batterie)Speichersysteme in Verbindung mit Photovoltaikanlagen abzielt. Als derzeit gültige Entlastungen sind beispielsweise Stromsteuerbefreiungen oder Netzentgeltbefreiungen zu erwähnen. Für Neuanlagen gilt gemäß EnWG, dass „nach dem 31. Dezember 2008 neu errichtete Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, die ab 4. August 2011, innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden, (...) für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt (sind)“ [EnW12].

Auch wenn es gemäß gesetzlicher Grundlagen möglich ist, für Speicherstrom eine EEG-Vergütung zu erhalten, wenn ein Betreiber einer EE-Anlage diesen zwischenspeichert, kann zumindest in der Praxis die Relevanz dieses Geschäftsmodell aufgrund der fehlenden Anreize für einen Anlagenbetreiber bezweifelt werden.

Insgesamt werden regelmäßig Forderungen nach einem eigenen Fördersystem für Speicher geäußert. Jedoch gibt es hierüber bislang nur eine unzureichende ordnungspolitische, wissenschaftliche Diskussion. Es sollte bedacht werden, dass grundsätzlich eine Speicherkapazität nicht über das „nötige Maß“ hinaus aufgebaut werden sollte. So könnten sich Fehlentwicklungen, die durch Fördermechanismen hervorgerufen würden, beispielsweise in einem Aufbau von ineffizienten Überkapazitäten äußern. Andererseits hat ein Fehlen von Flexibilisierungsoptionen eine hohe Volatilität in den Strompreisen

zur Konsequenz. Weiter würde bei einem Mangel an systemdienstleistungsfähigen Anlagen eine Gefährdung der Systemsicherheit die Folge sein.

Eine grundsätzliche Problematik jedoch ist, dass Marktanreize für den Bau von Reservekapazitäten im heutigen Marktsystem nicht ausreichen, weshalb eine Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen und die Implementierung eines neuen Marktdesigns als sehr wahrscheinlich eingestuft werden können. Weitere³ Kapazitätsmechanismen wären dabei eine Möglichkeit, um im System eine ausreichende gesicherte Leistung vorzuhalten.

Schließlich ist hervorzuheben, dass im Bereich der Forschungsförderung durch die „Förderinitiative Energiespeicher“ 200 Millionen Euro bereitgestellt wurden, um die Entwicklung von Speichermöglichkeiten in Deutschland zu beschleunigen [BMW11].

3 Zusammenfassung und Ausblick

Um die Netzintegration fluktuierender Energiequellen weiter zu unterstützen, sind Flexibilisierungsoptionen notwendig. Energiespeicher wie auch ein Pumpspeicher unter Tage sind in der Lage, Leistungsschwankungen auszugleichen und damit die Residuallast zu glätten. Weiter können sie durch die Bereitstellung von Regelenergie zur Frequenzhaltung beitragen und damit die Systemsicherheit unterstützen.

Dass sich Energiespeicher im heutigen Marktdesign schwer bzw. nicht wirtschaftlich darstellen lassen, ist mittlerweile allgemein bekannt. Eine Abschätzung in diesem Beitrag zeigt für eine konkrete Nachnutzung eines Bergwerks durch ein Pumpspeicherwerk, wie weit man von einer Wirtschaftlichkeitsgrenze entfernt ist. Ähnlich wie für andere Kraftwerksinvestitionen (ggfs. sogar ohne Erstentwicklungsrisiko) ist das Ergebnis, dass eine Pilotanlage unter den heutigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen rein privatwirtschaftlich nicht umzusetzen ist.

Dennoch wird der Wandel des Elektroenergiesystems zukünftig Antworten auf Themen wie die Systemstabilität erfordern. Vor diesem Hintergrund müssen mögliche Lösungen bereits heute gefunden und unterstützt werden. Das derzeitige Marktsystem gehört auf den Prüfstand und die Vergütungssätze für Speicherdienstleistungen müssen diskutiert werden.

Durch das EFZN sind Forschungsaktivitäten rund um das Thema Pumpspeicher unter Tage weiterhin geplant, da sich in einem Stromversorgungssystem der Zukunft mit einem hohen Anteil an fluktuierenden Energiequellen die Bedeutung der technisch, wirtschaftlich und gesellschaftlich umsetzbaren Speichertechnologien weiter erhöhen wird.

³ Durch die bestehenden Regelenergiemärkte existieren bereits Kapazitätsmärkte.

4 Quellen

[50Hz10] 50Hertz: Angespannte Netzsituation in der Regelzone von 50Hertz Transmission. [Online]. Letzter Zugriff am 28.12.2012 auf

http://www.50hertztransmission.net/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xsl/157.htm?rdeLocaleAttr=de&rdeCOQ=SID-561AEF33-F678F623.

[Bec11] Beck, Schmidt (2011): Windenergiespeicherung durch Nachnutzung stillgelegter Bergwerke. TU Clausthal, 2011.

[BMW11] BMWi, BMU, BMBF: Förderinitiative Energiespeicher - 200 Mio. Euro für die Speicherforschung [Online]. Letzter Zugriff am 28.01.2013 auf www.bmwi.de/DE/Presse/pressemitteilungen,did=390582.html.

[EnW12] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz). Neufassung von 2005 mit letzter Änderung vom 1. April 2012.

[Neu12] Neumann, Schmidt, Siemer, Springmann, Beck, Busch (2012): Abschätzung der Wirtschaftlichkeit zur Errichtung und des Betriebes eines untertägigen Pumpspeichers, 2012

[Sch11] Schulze, Lutz: Systemrelevanz von Pumpspeichern im Stromverbundnetz. Vortrag auf dem dena-Dialogforum „Neue Pumpspeicher für die Stromversorgung in Deutschland“ der dena. Berlin, 50Hertz, 2011.

[Sys12] Verordnung zur Gewährleistung der technischen Sicherheit und Systemstabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes (Systemstabilitätsverordnung – SysStabV) vom 20.07.2012

Anschrift der Verfasser

Christoph Neumann, M. Sc.
Energie-Forschungszentrum Niedersachsen
Forschungsbereich Energiewirtschaft
Am Stollen 19A
D-38640 Goslar

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Busch
Energie-Forschungszentrum Niedersachsen und
TU Clausthal, Institut für Geotechnik und Markscheidewesen
Erzstr. 18
D-38678 Clausthal-Zellerfeld