

Ein Blick auf die öffentliche Debatte über Energiespeicher und das Potential von Pumpspeicher in Deutschland

Mit zunehmendem Ausbau der Windenergie tritt auch die Energiespeicherung in die öffentliche Wahrnehmung. Neben der Bereitstellung von Regelleistung ist die Speicherung nun ein weiteres Kriterium des zukünftigen Strommarktes. Die Perspektive der Elektromobilität hat der Diskussion über Pumpspeicheranlagen neue Impulse gegeben. Diese haben sich zwar in Deutschland über Jahrzehnte hinweg entwickelt und bewährt, in der Debatte um die zukünftige Energiespeicherung spielten die Pumpspeicheranlagen aber nur eine geringe Rolle. Der Autor zielt daher mit seinem „Blick“ auf diese Debatte, hinterfragt die Entwicklung und zeigt das Potential von Pumpspeicheranlagen. Der Autor kommt dabei zu dem Schluss, dass das Potential noch nicht ausgeschöpft ist.

Increasing the installation of wind power, the storage of energy is of concern. While discussions about electro driven vehicles are vital everywhere, the acknowledgement of the capacity of pump storage recovered in Germany only recently. In this paper an estimate is given about the potential of the pump storage capacity in Germany.

1 Einleitung

Etwa 30 Pumpspeicheranlagen leisten in Deutschland meist von der Öffentlichkeit unbemerkt ihren Dienst. Lediglich lokal werden sie von anliegenden Gemeinden als Touristenattraktion beworben. Seit 2003 in Thüringen das Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal eingeweiht wurde, ist in den deutschen, überregionalen Medien kaum noch über dieses Projekt oder über Pumpspeicher als eine Möglichkeit der Energiespeicherung berichtet worden. Dies mag verwundern, da zum Einen derzeit keine andere effiziente Alternative zur Verfügung steht und zum anderen der Ausbau weiterer Windkraft nicht nur eine Stromweiterleitung erfordert, sondern auch die Frage aufwirft, wie kurz- und mittelfristige Schwankungen ausgeglichen werden sollen.

Ebenso verwunderlich ist aus Sicht des Verfassers, dass die Betreiber dieser Anlagen nicht mehr, wie vor der Strommarktliberalisierung, über ihrer Anlagen Auskunft und Einblick gewähren. Nicht eine einzige Broschüre der Vattenfall AG erklärt der Bevölkerung im Internet den Nutzen der Anlage, geschweige denn, dass eine Nachuntersuchung über die unbestrittenen Eingriffe in die Natur der Öffentlichkeit bereit gestellt würde. Über die Zurückhaltung der

großen Energieversorger bzw. der Regelzonenbetreiber kann daher nur spekuliert werden. Möglicherweise muss (an-) erkannt werden, dass ein Energieversorgungsunternehmen nicht den politischen Wünschen einer Gesellschaft, sondern den Anliegen seiner Aktionäre folgen muss. Energiepolitische Entscheidungen bei Projekten der Infrastruktur müssten daher aus der Gesellschaft heraus diskutiert und entwickelt werden. Einzig die Schluchseewerke AG und zwei kleinere Versorger haben die schwierige Auseinandersetzung (mit der Option der geplanten Anlage in Atdorf) nicht gescheut und die Diskussion um Pumpspeicherwerke wiederbelebt. Im Herbst 2010 gaben dann RWE und RAG in einer Pressekonferenz überraschend die gemeinsame Umsetzung von Pumpspeicher im Ruhrgebiet bekannt, was ein großes Echo in den Medien fand.

Auf der anderen Seite wird über die Elektromobilität, die es faktisch noch nicht gibt, fast jede Woche ausführlich in der Presse berichtet und diverse Wissenschaftsjournalisten versteigen sich in Hochrechnungen, wann wie viele Elektro-PKWs über ein „Smart Grid“ als Stromspeicher zur Energiewende beitragen können. Im Sog solcher Beiträge über die deutsche Energiedebatte schien die Presse gänzlich an der Realität vorbei zu schreiben. Höhepunkt dieser Euphorie war sicherlich die Reportage über die Rekordfahrt eines Elektromobils von München nach Berlin im Herbst 2010, ausgestattet mit einer gewissen „Geheimtechnologie“. Ideal für die Medien, wenig nützlich für die Gesellschaft. Der folgende Beitrag soll die Debatte um die Option Pumpspeicher erweitern, die bisher zu wenig Beachtung und Unterstützung erfahren hat.

2 Stromerzeugung und Energiespeicher der Zukunft

2.1 Allgemeine Daten zur Energieversorgung 2010

Daten über die aktuelle Energiesituation in Deutschland lassen sich vergleichsweise einfach und umfassend aus der Sammlung des BMWi entnehmen. Diese Sammlung erlaubt auch einen vergleichenden Blick auf die Energieerzeugung der EU-27. Aus der umfangreichen Datensammlung seien im Folgenden nur einige wesentliche Kennzahlen genannt, um das Potential an möglichen Energiespeicher einordnen zu können. In Deutschland liegt die jährliche Primärenergieerzeugung etwa bei 14.000 PJ, was etwa 20% der EU-27 ausmacht. Der Endenergieverbrauch liegt bei 10.000 PJ und verteilt sich zu je etwa einem Viertel bis zu einem Drittel auf die Bereiche Haushalt, Verkehr und Industrie sowie Handel und Gewerbe (15%). Auf die Stromerzeugung entfallen etwa 30% der Primärenergieerzeugung. Insgesamt werden in Deutschland bei einer installierten Kapazität von etwa 150 GW Leistung etwa 600 TWh Strom

erzeugt bzw. verbraucht. Von der installierten Leistung gelten etwa 100 bis 120 GW als Engpassleistungsfähig, wobei etwa eine planmäßige Verfügbarkeit von 80 bis 90% im Kraftwerkspark erreicht wird. Die notwendige Engpassleistung wird derzeit mit größer als 80 GW benannt. Wind und Photovoltaik werden vom Bundesamt für Statistik nicht zur Engpassleistung gezählt, obwohl einige Studien zeigen, dass eine Teillast immer als verfügbar angesehen werden kann. Von der Bruttostromerzeugung von 620 TWh wurden 2010 etwa 16,5% durch regenerative Quellen erzeugt: Wind (6% = 37,5 TWh bei 30 GW), Wasser (3% = 19,5 TWh bei 5 GW) und Photovoltaik (1% = 12 TWh bei 12 GW) sowie Biomassen und Müll (5,5% = 35 TWh bei ca. 5 GW).

Demgegenüber besteht bei der Stromverwendung folgende Aufteilung: Industrie (40%), Verkehr (6%), Haushalt (20%) und Öffentliche Einrichtung, Handel und Gewerbe (20%). Verluste und das Saldo aus Export/Import belaufen sich jeweils auf ca. 10%. Im Verbund der Regelzonen kann über die Ländergrenzen in der Größenordnung von etwa 10 bis 15 GW Leistung bezogen bzw. geliefert werden. Der Verbund des europäischen Netzes richtet sich derzeit in erster Linie auf die Stabilisierung der Ländernetze. Die Stromerzeugung muss bekanntlich dem Bedarf angepasst werden, da keine unmittelbare Speicherung möglich ist. Der Bedarf an Leistung schwankt dabei im Wochen- und Tagesrhythmus. Weiterhin ist eine saisonale Komponente zwischen Winter und Sommer erkennbar. Darüber hinaus schwankt der Bedarf mittelfristig mit Urlaubszeiten und Feiertagen und kurzfristig zum Beispiel bei Sportereignissen mit Liveübertragung. Diese Bedarfsschwankungen sind gut untersucht und können daher voraus geahnt werden. Die Schwankungen des Bedarfs liegen zwischen etwa 40 GW Grundlast und 70 GW Spitzenlast an einem Sommertag oder an einem Wochenende und zwischen 50 GW und 80 GW (Lastspitze) an einem Wochentag im Winter.

Die Anpassung zwischen Bedarf und Erzeugung erfolgt derzeit in der Regel aus wirtschaftlichen Gründen durch Gas- und Steinkohlekraftwerke, die im Teillastbetrieb gefahren werden. Zudem können Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke innerhalb von wenigen Minuten zu- bzw. umgeschaltet werden. In Deutschland werden 30 Pumpspeichieranlagen mit einer Gesamtleistung von etwa 7 GW betrieben, so dass theoretisch eine kurzfristige Schwankung von bis zu 14 GW abgedeckt werden kann. Der Energieinhalt der Speicherbecken liegt bei etwa 60 GWh und wird im Durchschnitt etwa 250 Mal im Jahr genutzt. Zudem bestehen Beteiligungen der großen Versorgungsunternehmen an Speicher- und Pumpspeichieranlagen in Luxemburg und Österreich. Neben den minimalen und maximalen Lasten ist auch die Laständerungsgeschwindigkeit von Bedeutung. Sehr große Laständerung treten quasi nur bei Sportübertragungen auf. Auf der Erzeugungsseite steht der Abfall

einer oder mehrerer Erzeugerstationen im Mittelpunkt der Betrachtung bzw. seit einigen Jahren auch die naturgegebenen Schwankungen bei Wind und Sonne.

2.2 Szenarien für die Energieversorgung 2050

Die Bundesregierung hat sich eindeutig für den Ausbau regenerativer Stromerzeugung ausgesprochen. Die kürzlich beschlossene Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke gilt als Brückentechnologie. In den letzten Jahren wurden verschiedene Studien zu möglichen Ausbauszenarien der regenerativen Stromerzeugung und des Stromnetzes vorgelegt (z. B.: dena, UBA, DLR und SRU). Anfang des Jahres 2011 hat der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) eine Stellungnahme zu der Perspektive „100% Stromerzeugung aus erneuerbaren Energie 2050“ vorgelegt und damit die Studien des UBA und der DLR ergänzt. Die erstgenannten Studien empfehlen einen weiteren massiven Ausbau der Windkraft (etwa 50 GW, offshore) und der Photovoltaik (50 bis 100 GW). Die Grundlast von 20 bis 30 GW soll aus Geothermie und einer auf wasserstoffbasierten Stromerzeugung gedeckt werden, während der Sachverständigenrat 2011 wegen der finanziellen Folgen den weiteren Ausbaus der Photovoltaik auf 40 GW beschränken möchte. Dafür aber den Ausbau der Windkraft in seinen Szenarien stark erhöht (80 GW) und die Geothermie als unwirtschaftlich gegenüber den DLR Szenarien wieder verschwinden lässt. Als Speicher werden alternativ Druckluftspeicher in Deutschland oder wegen der besseren Wirtschaftlichkeit große Pumpspeichieranlagen in Norwegen dargestellt. Die vorhandene Pumpspeicherkapazität wird teilweise ignoriert oder anderen Aufgabenbereichen wie Frequenz- und Phasenstabilität zugeordnet und nicht weiter berücksichtigt.

Alle Studien sehen prinzipiell die Möglichkeit Strom zu 100 % aus erneuerbaren Energien zu generieren und betonen, dass dies aber nur möglich sein wird, wenn eine entsprechende Speichertechnologie oder ein sehr großer internationaler Verbund zwischen Europa und Afrika zur Verfügung stehen wird. Während die älteren Studien in ihren Szenarien noch gänzlich auf Pumpspeicher verzichten und Batterie- und Wasserstofftechnologie benannt werden, wird das Potential Pumpspeicher in den jüngeren Studien (dena, DLR und SRU) in die Szenarien integriert. Einerseits wird damit anerkannt, dass Pumpspeicher derzeit die wirtschaftlich am besten einsetzbare Speichertechnologie ist. Andererseits führt diese Erkenntnis aber nicht zu dem Schluss, dass gegebenenfalls Realisierungsmöglichkeiten für weitere Pumpspeicher auch in Deutschland gesucht werden sollten, sondern es wird a priori postuliert, dass es solche Standorte in Deutschland nicht gebe. Dies ist aus Sicht des Autors erstaunlich, weil für alternative Speichermedien oder die Geothermie eine erhebliche Phantasie bezüglich der Umsetzbarkeit benötigt wird und Optimismus bezüglich der Kostenentwicklung (sogenannte Lernkurven) an den Tag gelegt wird. Als

Alternativen für die Stromspeicherung werden in der Regel Batterietechnologien und mit regenerativem Strom erzeugter Wasserstoff bzw. Methan genannt. Nicht diskutiert werden dabei Eingriffe durch Hochspannungsleitungen, bergbauliche Tätigkeiten und Überkapazitäten wegen relativ niedriger Wirkungsgrade.

Einen hohen Stellenwert in der allgemeinen Diskussion haben zudem die „smart grid“ und „vehicle to grid“ Ansätze. Das smart grid soll dabei helfen Lastspitzen zu begrenzen. Allerdings sollte bedacht werden, dass der steuerbare Strombedarf der Haushalte eher gering ist und dass die angestrebte Energieeffizienz dieses Potential weiter reduzieren wird. Die steuerbare Leistung in den Haushalten wird daher vorsichtig auf 5 GW geschätzt. Ein ähnliches Vorgehen bei Industrieunternehmen ist zwar denkbar, wahrscheinlich aber volkswirtschaftlich nicht zu rechtfertigen. Die Elektromobilität wird sich zunächst auf den PKW Sektor beschränken. Hierzu wurden bereits einige Untersuchungen vorgelegt, die von einer Anzahl von 1 Mio. E-PKWs für 2020 ausgehen und etwa 10 Mio. E-PKWs für 2050 annehmen. Die Leistungsaufnahme kann bei durchschnittlich 10kW/E-PKW erwartet werden und liegt dann bei maximal 10 GW bzw. 100 GW, was aber nur zutrifft, wenn alle Fahrzeuge gleichzeitig einen Strombedarf hätten. Der Energieinhalt der PKW Batterien beliefe sich bei der Annahme von einer Speicherkapazität von 100 kWh/E-PKW auf 100 GWh bzw. 1000 GWh. Der zugehörige jährliche Energiebedarf liegt bei durchschnittlicher Fahrleistung bei 10 TWh bzw. 100 TWh. Der Verfasser hält allerdings eine nennenswerte Rückspeisung nur im sehr kurzfristigen Zeitbereich für realistisch. Bei einer im Winter angekündigten Windflaute wird hingegen vermutet, dass kaum ein E-PKW Fahrer eine Rückspeisung in Erwägung ziehen wird, sondern umgekehrt noch einmal vollladen will. Aus dieser Sicht besteht daher eher ein zusätzlicher Bedarf an einer gesicherten Grundversorgung.

Neben der Batterietechnik werden derzeit noch folgende Technologien intensiver als die Pumpspeicher in den Medien dargestellt. Die Geothermie wird nicht nur in den Medien entsprechend berücksichtigt, sie stellt auch in einigen der oben genannten Gutachten (UBA und DLR) wegen der prinzipiellen Grundlastfähigkeit eine Schlüsseltechnologie dar. Der derzeitige Anteil an der Stromerzeugung liegt bei 0,003%. Weiterhin werden Druckluftspeicher dargestellt. Die Technik ist ebenfalls vergleichsweise gut erprobt und seit Jahrzehnten im Einsatz. Die Wirkungsgrade liegen mit 40% bis 60 % noch im akzeptablen Bereich. Gespeichert werden soll in unterirdischen Kavernen, die entweder derzeit als Gasspeicher dienen, oder noch ausgespült werden müssen. Die Belastungen durch die bergbauliche Tätigkeit und die Salzbelastung in den Flüssen werden im Allgemeinen nicht erwähnt. Die Druckluftspeicher haben sich aus wirtschaftlichen Gründen neben den Pumpspeichern bisher nicht durchsetzen können. Schließlich wird die Wasserstofftechnologie häufig als

Zukunftstechnologie benannt. Dabei sind zwei Varianten im Gespräch. In einem ersten Schritt soll Wasserstoff durch überschüssigen Strom durch Elektrolyse hergestellt werden. Problematisch hierbei ist, dass sich Wasserstoff zwar prinzipiell speichern lässt, dass das Verfahren selbst aber relativ energieaufwendig ist und Wasserstoff nicht so zu handhaben ist wie Erdgas. Wasserstoff wird allerdings seit Jahrzehnten in der chemischen Industrie hergestellt (überwiegend aus Erdgas) und auch über entsprechend große Distanzen in Rohrleitungssystemen verteilt. Die Produktion ist bedarfsorientiert, so dass weder die Elektrolyse großtechnisch eingesetzt wird, noch Wasserstoff in großen Mengen gespeichert wird. Daher soll in einem zweiten Schritt der aus Windkraft erzeugte Wasserstoff mit CO₂ zu Methan methanisiert werden. Der Gedanke hat einen gewissen Charme, da damit sehr große Energiemengen gespeichert werden können. Der erwartete Gesamtwirkungsgrad liegt etwa bei 20 bis 30 %. Über den zu erwartenden Preis 2050 gibt es keine Angaben. Das so erzeugte Methan könnte vergleichbar einfach wie Erdgas gespeichert und transportiert werden. Aber auch hier wären entsprechend viele Kavernen in Salzgestein zu spülen.

Auch wenn die Pumpspeicher in den letzten Jahren mit zum Teil fragwürdigen Argumenten als Option negiert worden sind, kehrt mittlerweile die Erkenntnis zurück, dass sie eben doch zur Lösung der Speicherfragen beitragen könnten. So befürwortete zuerst Greenpeace generell die Wasserkraft. Später schloss sich dem in der Studie zur geplanten Atdorf Anlage an und schließt mit einem eindeutig positiven Urteil. Ein Vertreter der Partei Bündnis 90/Die Grünen befürwortete vorübergehend den Bau einer Pumpspeichieranlage bei Passau. Schließlich sah sich der BUND im August 2010 zu einer Stellungnahme veranlasst. In ihrer Stellungnahme zur Frage der Stromspeicherung im Rahmen der Netzintegration von Strom aus erneuerbaren Energie sagt der BUND: „Der BUND lehnt daher den Bau von neuen Pumpspeichieranlagen nicht generell ab“. Den „Mut“ eine entsprechende Standortanalyse in Deutschland zu fordern hat dann erstaunlicherweise die Partei Bündnis 90/Die Grünen. In einer ergebnisoffenen Analyse ist es eigentlich eine Selbstverständlichkeit, dennoch fehlt sie bis heute. Schließlich findet sich in der gerade veröffentlichten Studie des Sachverständigenrates ein wichtiger Hinweis auf die Rolle der Pumpspeicher. In Kapitel 10.2.7, welches mit „Regionale Kooperation mit Norwegen und den Nachbarstaaten zur Nutzung von Pumpspeichern als Rückgrat der Versorgungssicherheit“ betitelt ist wird leider erst auf den Seiten 566 die Situation und der Bedarf eindeutig benannt. Es geht um nicht weniger als die Speicherkapazität von 30.000 GWh, die über entsprechende neu zu errichtende Hochspannungs-Gleichstromübertragungsleitungen mit einer Kapazität von 40 bis 50 GW realisiert werden sollen. Ausgeführt in herkömmlicher Technik wäre eine solche Trasse über einen Kilometer breit und eben 1000 km lang. Hoffnungen, die Leitung mit einer 800 kV HGÜ

Technologie zu realisieren, reduzieren die Breite auf etwa 100 m. Derzeit existiert bereits eine Leitung mit einer Kapazität von 1,5 GW. So wichtig diese Analyse zu der generellen Option von Pumpspeicher ist, so bedauerlich ist, dass auch hier ein mögliches Potential in Deutschland nicht einmal eine Erwähnung findet. Das Potential an Pumpspeicher in Deutschland ist derzeit tatsächlich unbekannt. Der Verfasser fragt sich, welches politische Geschick von den künftigen Bundesregierungen erwartet wird, wenn man in Norwegen oder den Alpenländern entsprechende Anlagen realisieren möchte, aber im eigenen Land noch nicht einmal geprüft hat, was möglich wäre und was nicht. An dieser Stelle soll aber betont werden, dass der Verfasser nicht beabsichtigt die eine Technologie gegen die andere zu stellen, sondern dass keine Option vor vorn herein negiert werden sollte. Der Autor ist hingegen der Überzeugung, dass wir wahrscheinlich alle Optionen der Energiespeicherung benötigen werden.

3 Überlegungen zum Pumpspeicherpotential in Deutschland

3.1 Allgemeines

Die wichtigsten technischen Eigenschaften zur Beurteilung von Energiespeichern sind: Speicherkapazität, Speicherleistung, Wirkungsgrad, Speicherverluste, Leistungsdichte, Leistungsgradient und Lebensdauer. Darüber hinaus sind noch die erschließbaren Gesamtpotentiale sowie die Kosten und die lokale und globale Eingriffsintensität in die Natur zu betrachten. Weiterhin ist zwischen zentralen und dezentralen Speichern zu unterscheiden. Die deutschen Pumpspeichieranlagen besitzen derzeit eine Gesamtleistung von 7 GW und sind durchschnittlich für vier bis sechs Volllaststunden ausgelegt, woraus ein potentieller Energiespeicher von 35 GWh resultiert. Die größeren Anlagen besitzen eine Leistung von 1 GW. Die meisten Anlagen haben eine Leistung zwischen 100 und 300 MW. Die genutzte Fallhöhe (100 bis 600 m) und das Speichervolumen im Oberbecken (1 Mio. bis 12 Mio. m³) variiert ebenfalls stark. Die Oberbecken haben dabei eine Größe zwischen 5 und 55 ha. Die Anlagen, aber insbesondere die neueren Anlagen gelten als hoch rentabel. Mit etwa 200 bis 250 Lastwechsel und vier Stunden Einsatzzeit pro Tag erreichen die Anlagen bei Volllast maximal 1000 Betriebsstunden im Turbinenbetrieb. In den letzten Jahren ist aber die Anzahl der Lastwechsel stark angestiegen, was auf eine veränderte Betriebsweise hinweist. Die Abweichungen älterer Anlagen hiervon sind in wirtschaftlichen Gründen zu suchen. Die installierte Leistung hängt proportional von dem Faktor Durchfluss mal Fallhöhe ab. Der Durchfluss kann frei eingestellt werden und hängt von dem möglichen Speichervolumen und der gewünschten Einsatzzeit ab. Das

Speichervolumen entscheidet zusammen mit der Fallhöhe über die Größe der möglichen Energiespeicherung. Die geplante Anlage bei Atdorf soll zum Beispiel eine Leistung von 1,4 GW und einen Energiespeicher von 13 GWh bei einer Fallhöhe von 600 m erhalten. Solche Fallhöhen sind in Deutschland selten zu finden. Goldisthal hat eine Fallhöhe von etwa 300 m. Die kleineren Anlagen in NRW, wie das Koepchenwerk an der Ruhr oder die Anlage in Rönkhausen weisen bei Leistungen von ca. 150 MW einen Energiespeicher von 600 MWh auf. Die Fallhöhen betragen 150 m bzw. 270 m und die Oberbecken weisen eine Fläche von etwa 10 ha auf. Die Anlage in Geesthach in Schleswig-Holstein weist eine ähnliche Größenordnung bei einer Fallhöhe von nur 80 m auf und wurde von Vattenfall kürzlich renoviert.

Bei der Suche nach potentiellen Standorten ist daher zunächst einmal zu entscheiden, ob nur nach großen Anlagen gesucht werden soll, oder ob auch eine Vielzahl kleinerer Anlagen das gewünschte Ergebnis liefern kann. Die spezifischen Kosten kleinerer Anlagen sind zwar höher, aber im Vergleich mit anderen Optionen eventuell dennoch vorteilhaft. Zudem wird vermutet, dass sich kleinere Anlagen eher realisieren lassen als sehr große.

Bei der Suche nach geeigneten Standorten soll ein möglichst einfacher Ansatz verwendet werden. Die Suche soll GIS gestützt durchgeführt werden können. In einem ersten Schritt sollen nur allgemein verfügbare Daten verwendet werden: das SRTM Höhenmodell der NASA, die Landnutzungsdaten aus CORINE und die Schutzgebiete der EU, die bei der Auswahl genauso wie Siedlungsflächen ausgeklammert werden. Die Kriterien können im GIS sukzessive verändert werden, so dass eine Vorstellung über die mögliche Anzahl erarbeitet werden kann. Mit den oben genannten Datensätzen könnte die Recherche Europaweit erfolgen, allerdings zunächst auf einem groben Raster. In einem zweiten Auswerteschritt können dann die Höhenmodelle der Länder und die ATKIS Daten für die Verschneidung und weitere Auswertung verwendet werden.

Für eine Pumpspeichieranlage werden zwei Standorte in relativer Nachbarschaft mit einem gewissen Höhenunterschied benötigt. In diesem ersten Ansatz soll eine Mindestfallhöhe von 50 m gegeben sein und die Becken sollen nicht mehr als 5 km von einander entfernt liegen. Bei der Suche soll nicht von der maximal möglichen Fallhöhe und der damit maximalen Wirtschaftlichkeit ausgegangen werden, sondern von einem Flächen orientierten Ansatz. Weiterhin sollen nur Standorte gefunden werden, die größer als zum Beispiel 10 ha oder 20 ha sind, womit sich etwa 1 Mio. m³ Wasser speichern lassen. Die minimale Größe kann ebenfalls bei der Suche variiert werden. Die Leistung der kleinsten Anlagen liegen dann bei 25 MW und der Energieinhalt bei 100 MWh. Bei einer Fallhöhe von 200 m und 20 ha Flächeninanspruchnahme ergeben sich entsprechende Werte von 100 MW und 400 MWh. Für eine mit Atdorf vergleichbare Leistung würden daher 15 Anlagen erforderlich. Es soll allerdings einem späteren Schritt

vorbehalten bleiben, wie eine Wertung erfolgen könnte. Die Oberbecken befinden sich fast immer auf Kuppen oder Terrassen. Die Unterbecken liegen dagegen entweder in breiten Tälern, in tiefen Kerbtälern (wie in Goldisthal) oder auch auf tiefer liegenden Kuppen oder Terrassen (Schluchsewerke). Teilweise können auch größere gestaute Flüsse als Unterbecken, wie an der Ruhr oder am Hochrhein genutzt werden, oder es werden Talsperren genutzt, die meist als Multifunktionsbecken gleich mehreren Ansprüchen genügen (Edertalsperre).

3.2 Potential im Regierungsbezirk Arnsberg

Wir wollen uns in dieser Studie auf Deutschland beschränken und hier beispielhaft das Potential für den Regierungsbezirk Arnsberg (NRW) aufzeigen. Der Regierungsbezirk Arnsberg wurde ausgewählt, weil dort mit dem Rothaargebirge ein kleines, aber dicht besiedeltes Mittelgebirge liegt, welches nur geringe Fallhöhen von bis zu 250 m erwarten lässt und damit nicht zu den am besten geeigneten Mittelgebirgen zählt. In dem Regierungsbezirk leben fast 4 Mio. Einwohner auf einer Fläche von 8.000 km². Der Hochsauerlandkreis (HSK) ist mit 270.000 Einwohnern auf einer Fläche von 2.000 km² weniger dicht besiedelt. Im Regierungsbezirk Arnsberg liegen mehr als 15 größere Talsperren. Unter anderem die Möhne, Sorpe, Henne und Biggetalsperre (alle Ruhrverband), die sich gegebenenfalls als Unterbecken eignen könnten.

Eine erste GIS-Analyse zeigte ein überraschendes Ergebnis. Unter Berücksichtigung von Siedlungs- und Schutzgebieten (NSG, VSG, FFH) ergeben sich jeweils etwa 500 Standorte für Kuppen- und Tallagen mit einer Fläche von 10 ha oder mehr und etwa 100 Standorte mit einer Fläche von 20 ha oder mehr. Bei Berücksichtigung des Abstandskriteriums von 5 km und der minimalen Fallhöhe reduziert sich diese Anzahl auf 150 bzw. 50, davon ein Viertel im Hochsauerlandkreis. Diese erstaunlich hohe Anzahl lässt sich manuell nur schlecht überprüfen. Es zeigt sich aber, dass der CORINE Datensatz Streusiedlungen nicht ausreichend erfasst. Dies betrifft insbesondere die Standorte in Tallagen. Während die Kuppenlagen in der Regel Waldstandorte darstellen. Auf der anderen Seite zeichnet sich auch ab, dass enge Kerbtäler, die bei entsprechender Abdämmung als Unterbecken geeignet wären, bei der vorgenommenen Analyse noch nicht berücksichtigt wurden, da sie als Tallage nicht erkannt werden. Da aber eine ausreichende Anzahl an Kuppen gefunden werden konnte, wurden in einem weiteren Schritt die Talsperren als potentielle Unterbecken angenommen. Hier zeigt sich, dass ca. 250 bzw. 100 Kuppen mit 10 bzw. 20 ha in der Nähe von Talsperren liegen. Die mittlere Fallhöhe zeigt sich mit etwa 100 m, wobei einige Lagen auch 200 m Fallhöhe erreichen könnte. Eine Anlage erreicht sogar 250 m Fallhöhe. Umgerechnet in Leistung und Energiespeicher ergeben sich folgende Zahlen. Ohne die Inanspruchnahme der

Talsperren könnte maximal eine Leistung von 7,5 GW installiert und ein Energiespeicher von 40 GWh erreicht werden. Berücksichtigt man nur die Talsperren als Unterbecken, dann lassen sich etwa 15 GW Leistung installieren und 80 GWh Energie speichern. Diese gigantischen Zahlen waren vollkommen unerwartet, so dass im Algorithmus weitere Einschränkungen einbaut werden. Die Speicherwassermenge beläuft sich auf 150 bzw. 300 Mio. m³, was die mögliche Aufnahmekapazität der Talsperren wahrscheinlich übertrifft. Die beanspruchte Fläche beträgt 2.000 bzw. 3.000 ha (20 bis 30 km²) entsprechend 0,5% der untersuchten Fläche.

3.3 Schätzung für Deutschland

Sollten in den Mittelgebirgen von Deutschland ähnliche Verhältnisse wie im Regierungsbezirk Arnsberg vorliegen, was angenommen werden kann, dann lässt sich folgende, ganz grobe Hochrechnung anstellen. Etwa 10 bis 30 Prozent der Flächen in Deutschland können als hügelig bis mittelgebirgig aufgefasst werden. Das sind etwa 30.000 bis 100.000 km². Das gefundene Potential kann daher für Deutschland mit dem Faktor 20 bis 50 angenommen werden. Dies bedeutet, dass ein Leistungspotential von 200 bis 500 GW und ein Energiespeicher von 2.000 GWh in den Mittelgebirgen von Deutschland verfügbar sein müssten. Diese Leistung wird keinesfalls benötigt. Die Energie wäre, wenn die Speicher voll gefüllt wären, ausreichend für eine Strombereitstellung von 100 Stunden mit 20 GW.

4 Fazit und Ausblick

Eine erste Analyse von möglichen Standorten von Pumpspeicher zeigt, dass auch in NRW ein erhebliches Potential gegeben ist. Der Verfasser ist selbst von dem Ergebnis überrascht. Selbst wenn „nur“ zehn Prozent der hier ermittelten Standorte bei einer detaillierteren Betrachtung überhaupt Bestand haben, lässt sich damit ein Teil der Energie günstig in Deutschland speichern. Der Eingriff durch so viele Anlagen ist sicherlich nicht zu unterschätzen und soll keineswegs unbeachtet bleiben. Die Flächeninanspruchnahme beläuft sich auf 100 km², was zwar enorm wäre, aber nur 10 % der angedachten HGÜ Trasse nach Norwegen entspricht. Eingriffe auch in dieser Größenordnung müssen im globalen Zusammenhang gesehen werden. Zunächst aber müssen alle Optionen erst einmal dargestellt und anschließend verglichen werden. Die Studie sollte mit einem höheren Detaillierungsgrad und weiteren Ausschlusskriterien für ganz Deutschland wiederholt werden.

Literatur/References

BMWI: Energiedaten, September 2010

dena-Netzstudie I (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Köln

dena-Netzstudie II (2008): Integration Erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020, Köln.

dena Kraftwerksstudie (2008): Kurzanalyse der Kraftwerks-und Netzplanung in Deutschland bis 2020

dena NNE-Pumpspeicher (2008): Elektrizitätswirtschaftliche und energiepolitische Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken, Berlin

dena (2010): Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien, Abschlussbericht an Schluchseewerk AG

FVEE (2010): Forschen für das Zeitalter der erneuerbaren Energien- Jubiläumstagung des FVEE, 11.– 12. Oktober 2010, Berlin

SRU (2010): Nachhaltige Stromversorgung. Berlin: SRU. Sondergutachten

SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2011): 100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar. Berlin: SRU. Stellungnahme 15.

UBA (2009): Klimaschutz und Versorgungssicherheit. Entwicklung einer nachhaltigen Stromversorgung. Dessau-Roßlau: UBA. Climate Change 13/09

VDE Energiespeicher 2008: Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien

Autoren/Authors:

Prof. Dr.-Ing. Andreas Schlenkhoff,
Bergische Universität Wuppertal

Pauluskirchstrasse 7

D-42285 Wuppertal

Tel.: +49 – 202 – 4394234

Fax: +49 – 202 – 4394196

schlenkh@uni-wuppertal.de

Dipl.-Ing. Georg Heinz,