

Kurz zum Klima: Pumpspeicherwerke – bewährte Technologie für eine grüne Zukunft?

44

Johannes Pfeiffer, Luise Röpke und Jana Lippelt

Die zukünftige Gestalt der Energieversorgung vor dem Hintergrund der europäischen Energie- und Klimapolitik und die damit verbundene Umstrukturierung des Kraftwerksparcs werden derzeit an allen Fronten kontrovers diskutiert. Auch die Reaktionen auf die Planungen des neuen Pumpspeicherkraftwerks in Atdorf im Schwarzwald stellen hierbei keine Ausnahme dar. Seit Jahren kämpfen dort besorgte Bürger und Umweltschützer gegen den Bau dieses Kraftwerks, das mit einer vorgesehenen Leistung von 1 400 MW das größte seiner Art in Deutschland sein würde.¹ Bei Pumpspeicherkraftwerken handelt es sich nicht um Kraftwerke im herkömmlichen Sinn – der Begriff »Kraftwerk« ist daher irreführend. Sie speichern Strom in Form potentieller Energie, den sie bei Bedarf in das Stromnetz einspeisen können. Dabei wird Wasser von einem Unterbecken in ein Oberbecken gepumpt. Bei der Rückumwandlung, also der Stromerzeugung, erfolgt ein gezieltes Ablassen des Wassers aus dem Oberbecken in das Unterbecken, so dass Turbinen zur Stromgewinnung angetrieben werden können (vgl. dena 2008, 19 ff.).

Im Zusammenhang mit den Planungen in Atdorf werden über Aufgabe und Nutzen solcher Speicherkraftwerke diskutiert. Die Gegner kritisieren den starken Eingriff in das Landschaftsbild und die damit verbundenen Gefahren für die Artenvielfalt, aber auch für das Grundwasser. Der Streit entzündet sich darüber hinaus an der grundsätzlichen, aus klimapolitischer Sicht scheinbar »unverdächtigen« Funktion von Pumpspeichern. Das Betreiberkonsortium verweist auf die tragende Rolle von Energiespeichern für den geplanten Ausbau erneuerbarer Energien. Die Projektgegner befürchten, dass die geplanten Speicherkapazitäten insbesondere dem Weiterbetrieb der nur eingeschränkt (last-)regulierbaren Kernkraftwerke dienen – statt diese für den Kapazitätsausbau erneuerbarer Energie durch flexiblere Gaskraftwerke zu ersetzen. Der vorliegende Artikel soll vor dem Hintergrund der Herausforderungen des Klimaschutzes für die zukünftige Energieversorgung einen Einblick in die Rolle von Pumpspeicherwerken bieten.

In der Elektrizitätsversorgung ist man grundsätzlich mit der Problematik konfrontiert, dass Strom nicht vorgehalten werden kann. Angebotene und nachgefragte Mengen müssen daher immer in Einklang gebracht werden. Einzig *Energiespeicher* bieten die Möglichkeit, Angebot und Nachfrage von Elektrizität in einem gewissen Umfang zeitlich voneinander zu entkoppeln. Aufgrund ihrer kurzen Anfahrtszeiten und ihres hohen Wirkungsgrades von bis zu 80% eignen sich Pumpspeicherkraftwerke zur Bereitstellung von Regelenergie sowie zur Last- und Einspeiseglättung. Schon seit Jahrzehnten wird deshalb auf Pumpspeicher zur zentralen, großtechnischen Speicherung elektrischer Energie zurückge-

griffen (vgl. dena 2010, 72 f.). Sie leisten einen wichtigen Beitrag zu Netzstabilität und Versorgungssicherheit, gleichzeitig fördern sie die Wirtschaftlichkeit der Versorgung: Durch den Lastausgleich wird eine meist kostspielige Regelung der übrigen Kraftwerke vermieden. Außerdem kann die Stromproduktion von Zeiten hoher Grenzkosten in Zeiten niedriger Grenzkosten verlagert werden. Insgesamt müssen auf diese Weise weniger Kraftwerkskapazitäten für Spitzenlasten vorgehalten werden (vgl. dena 2008, 22 ff.; dena 2010, 94 ff.).

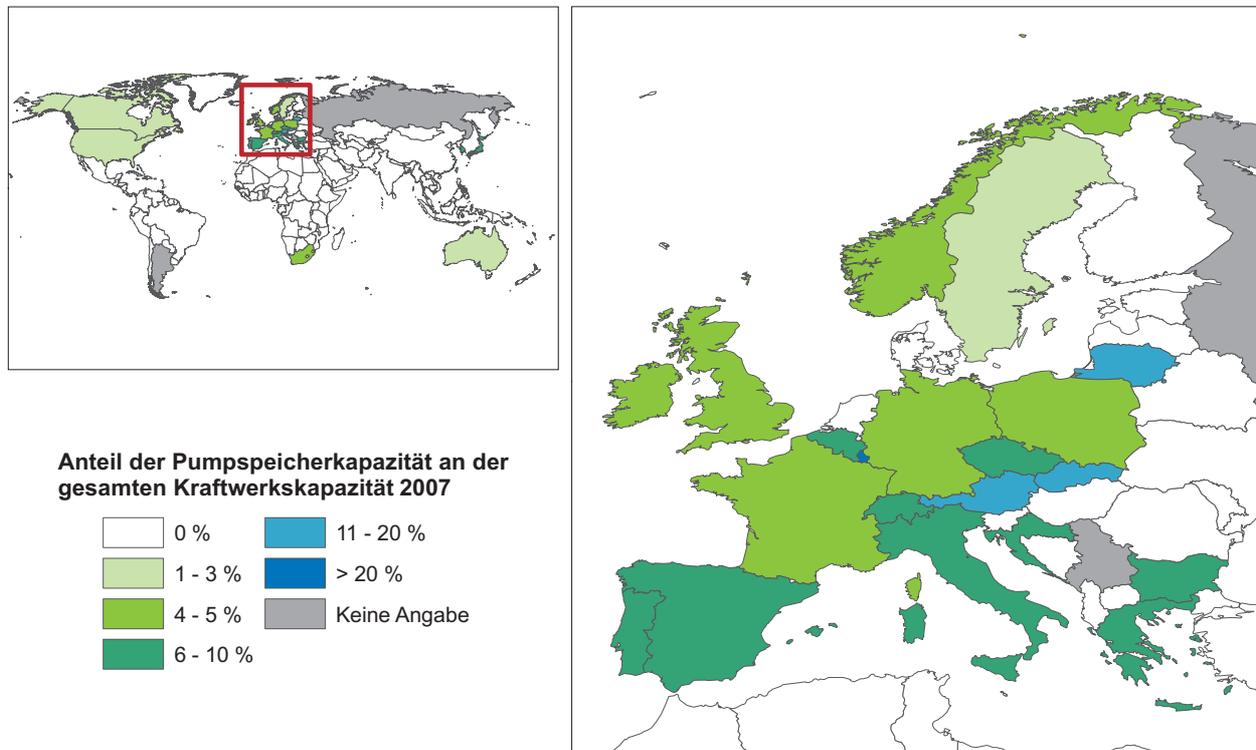
Vor diesem Hintergrund vergleicht die Karte (Abb. 1) die international installierten Pumpspeicherkapazitäten. Dargestellt sind dazu die Anteile der Pumpspeicherenergie an der gesamten Kraftwerkskapazität.² Auffällig ist der besonders verbreitete Einsatz der Pumpspeicher in Europa. Dies lässt sich sowohl mit den topographischen Gegebenheiten vor Ort als auch mit der dort hochgradig ausgebauten Netzstruktur erklären. Der Anteil der Pumpspeicherkapazität ist weltweit relativ gering im Vergleich zur gesamten Kraftwerkskapazität. Das steht jedoch nicht im Widerspruch zu der wichtigen Funktion, die diese im Energiesektor einnimmt. Einige Länder fallen durch einen hohen Anteil an Pumpspeicherkapazität auf. Meist handelt es sich um Länder, die Stromimporteure sind und aufgrund ihrer Größe insgesamt nur geringe Kapazitäten an Energie benötigen. Ein Augenmerk gilt hierbei Luxemburg mit einem Pumpspeicheranteil von über 60%. Zum einen deckt Luxemburg seine Stromnachfrage nur zu einem kleinen Teil aus nationaler Stromerzeugung und verfügt nur über entsprechend geringe Kraftwerkskapazitäten. Zum anderen befindet sich im Staatsgebiet Luxemburgs eines der größten Pumpspeicherkraftwerke Europas (Pumpspeicherkraftwerk »Vianden«), das jedoch direkt an das deutsche Stromnetz angeschlossen ist und damit streng genommen der deutschen Pumpspeicherkapazität zugerechnet werden müsste (vgl. IEA (2009, 72).

Daneben sei auch auf den relativ hohen Anteil der Pumpspeicherkapazität in Ländern wie der Schweiz oder Österreich hingewiesen. Diese hohe Kapazität wird natürlich erst durch die dortigen topographischen Gegebenheiten ermöglicht, bietet den Betreibern aber eine rentable Einnahmequelle: Neben ihrer eigentlichen Aufgabe, den Lastausgleich zu regeln, wird mit Pumpspeicherwerken auch so genannte Stromveredelung betrieben (vgl. dena 2010, 99). Dabei wird Strom zu Niedriglastzeiten beispielsweise aus dem europäischen Ausland eingekauft und »gespeichert«. Zu Spitzenzeiten wird dieser wieder teuer weiterverkauft. Durch die sich daraus ergebende Preisdifferenz können die Be-

¹ Dies entspricht in etwa der Leistung eines großen Kernkraftwerks.

² Die Daten stammen aus der IEA International Energy Statistics – Datenbank. Allerdings sahen sich die Autoren mit widersprüchlichen Angaben vor allem bezüglich der Pumpspeicher im asiatischen Raum konfrontiert. So zeigen andere Quellen, dass besonders China über große Kapazitäten an Pumpspeicherwerken verfügt.

**Abb. 1
Pumpspeicherkapazitäten**



Quelle: EIA (2010), International Energy Statistics, Stand: 10.08.2010.

treiberfirmen der Speicherkraftwerke Gewinne realisieren. Alleine die schweizerischen Energiefirmen verdienen so jährlich rund eine Mrd. Schweizer Franken (Handelszeitung vom 9. Dezember 2009). Natürlich lässt sich dieses Konzept aufgrund der geographischen und topographischen Voraussetzungen nicht ohne Weiteres auf andere Länder übertragen. Auch sollte beachtet werden, dass Stromveredelung nur als ein Nebeneffekt zu dem eigentlichen Ziel des Lastausgleichs angesehen werden sollte, da immer ein Tradeoff zwischen dem Energieverlust durch die Speicherung und dem Nutzen der Lastverschiebung besteht.

Das europäische Klimaziel, bis 2020 einen Anteil von 20% erneuerbarer Energien zu erreichen, stellt den Stromsektor vor neue Herausforderungen. Nach den Beschlüssen der Bundesregierung soll der Anteil an erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2020 auf mindestens 30% steigen. Die dena (Deutsche Energie-Agentur) schätzt, dass damit bis zum Jahr 2030 etwa 80% der installierten Leistung an erneuerbaren Energien aus fluktuierenden Quellen wie Wind oder Sonne stammen würden (vgl. dena 2008, 51 ff.). Viele der erneuerbaren Technologien wie Wind- oder Solarenergie speisen jedoch nur variabel (etwa in Abhängigkeit von Tageszeit und Wetterlage) Strom in das Versorgungsnetz ein. Relativ zur installierten Kapazität stel-

len sie so nur eine geringe gesicherte Leistung zur Verfügung. Grundsätzlich müssen für Netzstabilität und Versorgungssicherheit konventionelle Kraftwerkskapazitäten vorgehalten werden, die in Spitzenzeiten bei geringer erneuerbarer Stromerzeugung zugeschaltet werden können (vgl. etwa IEA 2010, 145 f.). Die Bundesregierung erwartet entsprechend, dass die Kapazität der erneuerbaren Energien von 65 GW 2008 auf 103 GW im Jahr 2030 ansteigen wird (BMU Leitszenario 2009). Abhängig von der Entwicklung der Stromnachfrage werden die konventionellen Kapazitäten allerdings nur um 15 bis 30 GW zurückgehen (vgl. dena 2010, 13).

Diese reine Bereitstellung von Kraftwerkskapazitäten lässt die Kosten der Energieversorgung ansteigen. Auch sind viele der derzeit installierten konventionellen Kraftwerkstypen technisch nur eingeschränkt für einen kurzfristigen Lastausgleich ausgelegt. Schließlich können die Fluktuationen in der Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen nur mit Unsicherheit und sehr kurzfristig vorhergesagt werden. So wird insgesamt erwartet, dass die Herausforderungen für eine sichere und bezahlbare Energieversorgung zunehmen werden (vgl. dena 2010, 112; IEA 2010, 147 f.).

Die wesentliche Voraussetzung zur Integration derart hoher Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien in das Versor-

gungssystem ist eine Erhöhung der Flexibilität des Energiesystems (vgl. IEA 2010, 149). Dies gilt insbesondere, falls der fluktuierenden Einspeisung nicht über Abregelung der erzeugten Energie begegnet und das Klimaschutzpotential der installierten Kapazitäten an erneuerbaren Energien voll ausgeschöpft werden soll. Die Flexibilisierung muss dabei auf eine stärkere (zeitliche) Entkopplung von Stromnachfrage und -angebot zielen. Sie erfordert die Transformation des gesamten Systems und die effiziente Kombination mehrerer Maßnahmen (vgl. dena 2010, 87). In Betracht kommen eine (geographische) Vergrößerung des gesamten Systems zur weiteren Streuung der variabel einspeisenden Anlagen, die Verbesserung der Prognosequalität, neue schnell zuschaltbare Kraftwerkskapazitäten sowie gezieltes Lastmanagement über erweiterte Kommunikationsmöglichkeiten zwischen dem Versorgungssystem und den Nachfragern. Zentrale Bausteine sind dabei jedoch vor allem Energiespeicher (vgl. auch IEA 2010, 149 ff.).

Die Notwendigkeit dieser Flexibilisierung verdeutlicht bereits heute Dänemark, das über 17% der Elektrizität aus Windkraft bezieht. Da Dänemark aufgrund der topographischen Gegebenheiten über keinerlei Pumpspeicher verfügt (vgl. Abb. 1), wird Wind-Strom bei Überproduktion nach Norwegen exportiert, wo dieser mit Hilfe von Pumpspeichern »aufbewahrt« werden kann (vgl. Barrett 2009).

Gegeben die Ausbauziele für erneuerbare Energie, rechnet die dena bereits bis zum Jahr 2020 mit kritischen Situationen, in denen die eingespeiste Leistung im Rahmen des Erzeugungsmanagements herabgeregelt werden müsste. Um stattdessen das volle Potential der Anlagen nutzen zu können, wären bis zum Jahr 2020 etwa 14 GW *zusätzliche* Speicherkapazitäten notwendig (vgl. dena 2008, 51 ff.) – bei einer gegenwärtig installierten Pumpspeicherkapazität von rund 5,2 GW. Dabei sind die Ausbaupotentiale für Pumpspeicherwerke in Deutschland wie in vielen anderen Ländern weitgehend erschöpft. Eine gewisse Steigerung der installierten Kapazität erwartet die dena insbesondere noch durch »Repowering« bestehender Anlagen (vgl. auch dena 2010, 72 f.).

Grundsätzlich gibt es verschiedene Alternativen zur Speicherung von Energie bzw. Strom. Mechanische Speicher wie die betrachteten Pumpspeicher oder auch Druckluftspeicher speichern Strom in kinetischer oder potentieller Form. Elektrochemische Speicher wie Batterien nutzen elektrochemische Bindungsenergie zur Speicherung. Schließlich gibt es rein elektrische Speicher (Kondensatoren) auf Basis elektromagnetischer oder statischer Felder (vgl. dena 2010, 62 ff.).

Technische Anforderungen der einzelnen Systemfunktionen, wie etwa die Bereitstellung von Regelenergie oder der Ausgleich von Lastunterschieden, bestimmen grundsätzlich die Einsatzmöglichkeiten der Technologien. Verfügbarkeit, Kos-

ten, Lebensdauer und Zyklusfestigkeit sprechen für Pumpspeicher (vgl. auch BMWi 2009, 25 ff.), die letztlich für nahezu alle großtechnischen Einsatzbereiche allein oder vorrangig zur Verfügung stehen. Zusammen mit den weniger flexibel einsetzbaren Druckluftspeichern weisen sie auch längerfristig, d.h. unter Einbezug erwarteter Entwicklungen, die niedrigsten Vollkosten je gespeicherter Energieeinheit für zentrale, großtechnische Energiespeicher auf (vgl. dena 2010, 88 f.).

Ohne Zweifel stellt der Bau von Pumpspeicherkraftwerken einen erheblichen Eingriff in die Natur vor Ort dar. Angesichts der technischen Alternativen ist ein ökonomisch und ökologisch sinnvoller Klimaschutz aber derzeit ohne das vollständige Ausschöpfen des Ausbaupotentials von Pumpspeichern schwer vorstellbar. Gleiches gilt für einen begründeten Planungsstopp des Pumpspeicherwerkes in Atdorf.

Literatur

- Barrett, S. (2009), »The Coming Global Climate-Technology Revolution«, *Journal of Economic Perspectives* 23(2), 53–75.
- BMU (2009), *Leitszenario 2009 – Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung*, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitszenario2009_bf.pdf.
- BMWi (2009), *Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie – Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie*, Auftragsstudie 08/28, <http://bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/speichertechniken-elektroenergie,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- dena (2008), *Elektrizitätswirtschaftliche und energiepolitische Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken*, <http://www.dena.de/de/themen/thema-esd/publikationen/publikation/pumpspeicherstudie/>.
- dena (2010), *Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien*, <http://www.dena.de/de/themen/thema-esd/publikationen/publikation/analyse-psw-integration-ee/>.
- EIA (2010), *International Energy Statistics*, Stand: 10. August 2010.
- Handelszeitung (2009), »Schweiz könnte ausgelassen werden«, 9. Dezember 2009, http://www.handelszeitung.ch/artikel/Unternehmen-_Schweiz-koennte-ausgelassen-werden_650310.html, aufgerufen am 9. August 2010.
- IEA (2009), *Energy Policies of IEA Countries, Luxembourg – 2008 Review*, Paris 2009.
- IEA (2010), *Energy Technologies Perspectives 2010 – Scenarios & Strategies to 2050*, Paris, 2010.
- Inage, S.-I. (2009), »Prospects for Large-Scale Energy Storage in Decarbonised Power Grids«, IEA Working Paper, Paris.