

Wasserkraft

Speichern auf Pump

Mit Pumpspeichern lässt sich derzeit kein Geld verdienen. Aber spätestens ab Anfang des nächsten Jahrzehnts könnte das wieder ganz anders aussehen. Deshalb stehen derzeit allein in Deutschland 15 neue Projekte in den Startlöchern.

Die aktuellen Nachrichten von den deutschen Pumpspeichern sind eher bedrückend. Anfang April gab Vattenfall bekannt, dass sie die Stilllegung des Speichers Niederwartha bei Dresden prüft. Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für solche Anlagen seien derzeit schwierig, erklärte der Konzern. Ähnliche Nachrichten von Eon: Im vergangenen Herbst legte das Düsseldorfer Unternehmen die Entscheidung für die Erweiterung des Pumpspeicherwerkes Waldeck 2 in Nordhessen auf Eis. Hintergrund für die Verschiebung der geplanten Investition von 250 Mio. Euro sei die fehlende Investitionssicherheit für die Erweiterung bestehender Pumpspeicherkraftwerke, hieß es zur Begründung.

„Im Moment kann man mit Pumpspeicherkraftwerken kein Geld verdienen“, sagt Mirko Schlossarczyk vom Berliner Beratungsunternehmen enervis. Die Strompreise am Großhandelsmarkt würden derzeit kaum schwanken, weil meist Braunkohle- oder Steinkohlekraftwerke den Preis bestimmen. „Auch bei großer Lastvolatilität sehen wir derzeit keine große Preisvolatilität“, sagt Schlossarczyk. Und Preisvolatilität ist das klassische Geschäftsmodell der Pumpspeicher: Wenn Strom billig ist, laufen die Pumpen, die Wasser nach oben befördern. Wenn Strom teuer ist, wird das Wasser abgelassen und in der Turbine Strom erzeugt, der dann am Markt verkauft wird. Ist der Strompreis stabil, lohnt sich der Betrieb nicht. Und deshalb rechnen Experten in den nächsten Jahren auch nur mit dem Neubau von zwei oder höchstes drei neuen Anlagen in Deutschland. „Und das ist schon optimistisch gerechnet“, sagt Schlossarczyk.

Ab 2020 könnte der Strompreis wieder stärker schwanken und so Chancen für Pumpspeicher schaffen

Ab 2020 allerdings könnte es interessant werden. Denn bis Mitte des nächsten Jahrzehnts werden voraussichtlich viele Grundlastkapazitäten vom Markt genommen. Dies im Wesentlichen infolge altersbedingter Stilllegung und/oder wegen fehlender Auslastung (Braun- und Steinkohleanlagen) sowie aufgrund gesetzlicher Stilllegungsbestimmungen (Kernkraftwerke). Die vorhandenen Überkapazitäten in der Erzeugung werden abgebaut. In den Stunden hoher Last im Stromnetz wird der Großhandelspreis dann möglicherweise wieder häufiger von teureren Gaskraftwerken bestimmt. Der Strompreis insgesamt könnte wieder stärker schwanken, vermuten viele Marktbeobachter. Und damit könnten sich auch wieder interessante Preis-Spreads für Pumpspeicherkraftwerke aufbauen.

Geht die Politik rational vor, ist es unwahrscheinlich, dass bis etwa 2025 große politische Förderprogramme für Speicher aufgelegt werden. Die Studie „Energiespeicher für die Energiewende“ des Verbandes der Elektrotechnik (VDE) kommt zu dem Ergebnis, dass bis zu einem Anteil erneuerbarer Energien von 40 Prozent auch konventionelle Kraftwerke den variablen Verbrauch und die schwankende Erzeugung gut ausgleichen können. Ein geförderter Speicherzubaue in den nächsten Jahren würde vor allem der Einsatzoptimierung der konventionellen Kraftwerke, auch der Braunkohlekraftwerke, dienen und damit auch kaum dem Klimaschutz helfen, stellt der VDE fest.

Ab Mitte des nächsten Jahrzehnts allerdings könnte die Einbindung von Speichern aus Sicht des Gesamtsystems sinnvoll werden. „Und wer an größere Speicher denkt, der kommt an Pumpspeichern nicht vorbei: Sie sind die kostengünstigste Technik, mit einem Wirkungsgrad von 70 bis 75 Prozent sehr effizient und technisch ausgereift. Auch in den nächsten Jahren werden Pumpspeicher die erste Wahl sein“, sagt Schlossarczyk.

Lange Vorbereitungs- und Planungszeiten von zehn bis 15 Jahren

Und weil Pumpspeicherkraftwerke aufgrund ihrer großen Dimensionen, ihrer Eingriffe in die Natur, der besonders hohen Zahl von betroffenen Anwohnern und der umfangreichen Planung besonders lange Vorlaufzeiten von zehn bis 15 Jahren benötigen, müssen potenzielle Investoren jetzt mit der Planung und der politischen Vorbereitung beginnen, um rund um das Jahr 2025 am Netz sein zu können. Derzeit befinden sich in Deutschland 15 neue Pumpspeicherkraftwerke in der Planung. Zu der heute vorhandenen Pumpspeicherleistung von rund 6,5 GW könnte noch einmal eine ähnliche Menge hinzukommen, würden alle Planungsprojekte tatsächlich realisiert. Doch damit rechnet kein Branchenkenner: Die knappe Finanzlage bei den Energieunternehmen und die unsicheren Rahmenbedingungen werden voraussichtlich dafür sorgen, dass bei weitem nicht alle geplanten Projekte gebaut werden.

Im ersten Schritt sichern sich in vielen Fällen die Investoren die nötigen Grundstücke, bevor sie ihre Überlegungen an die große Glocke hängen. Die weiteren Schritte sind dann, die Genehmigungsfähigkeit abzuschätzen, die betroffene Bevölkerung zu informieren, ohne sie zu sehr auf die Barrikaden zu bringen, und erste Überlegungen über die technische Ausführung anzustellen. Die größte Unbekannte bei der tatsächlichen

Errichtung neuer Anlagen liegt dann nicht im Feld der technischen Ausstattung von Generator und Turbine, sondern in der Geologie, die die Ingenieure beim Bau von Becken, Stollen und Kavernen vor Überraschungen stellen kann. Für solche Fälle raten Experten, immer einen großzügigen Zeitpuffer einzubauen.

Geld verdienen werden Pumpspeicher auch in Zukunft weniger mit dem klassischen Geschäft von Pumpen in der Nacht und Stromerzeugung während der Verbrauchsspitzen am Tag. Verdienstmöglichkeiten sieht Schlossarczyk in erster Linie mit extrem kurzfristigem Einsatz am Intraday-Markt und als Dienstleister für die Netzbetreiber durch das Anbieten von Regelleistung. „Das wichtigste Ziel bei der Auslegung neuer Anlagen muss deshalb maximale Flexibilität und Regelfähigkeit sein“, sagt der Experte. „Innerhalb von Minuten muss man von Pumpen auf Stromerzeugung umstellen können. In bestimmten Situationen kann es betriebswirtschaftlich sogar sinnvoll sein, dass die Anlage beides gleichzeitig macht. Stichwort: hydraulischer Kurzschluss. Also sollten sie auch das können.“ Weil künftig sehr große untätige Preis-Spreads denkbar seien, sollte die Technik in der Lage sein, drei bis vier Mal am Tag von Pumpen auf Turbinieren und wieder zurück umzuschalten: Wenn der Wind weht und die Sonne scheint, wird Pumpstrom sehr billig sein, geht die Sonne unter und flaut der Wind ab, lässt sich der erzeugte Strom gut verkaufen. Gut für neue Projekte ist es, wenn der Betreiber auch über konventionelle Kraftwerke verfügt und so mehrere Optionen miteinander optimiert einsetzen kann. Ein einzelnes Pumpspeicherwerk allein dürfte es dagegen unter anderem aufgrund der Ausschreibungskriterien im Regelleistungsmarkt und unter Portfoliogesichtspunkten künftig schwer haben.

In Deutschland anders als in Skandinavien nur wenig Potenzial für Langfristspeicher

Aufgrund der geologischen Situation in Deutschland werden die meisten Pumpspeicher ohnehin nur so viel Wasser im Oberbecken speichern können, dass sie für vielleicht ein gutes halbes Dutzend Stunden ununterbrochenen Strom produzieren können. Damit können sie kurzfristige Schwankungen im Angebot der erneuerbaren Energien ausgleichen. Mehrere dunkle und windstille Wochen wie in diesem Spätwinter dagegen werden deutsche Pumpspeicher nicht ausgleichen können.

Eine aktuelle Prognos-Studie kommt zu dem Schluss, dass in Deutschland bis zum Jahr 2020 etwa 9 GW Pumpspeicher am Netz sein werden, die für sechs bis acht Stunden genutzt werden können. Wirklich große Potenziale für Pumpspeicherkraftwerke mit langen Laufzeiten sehen die Experten dagegen viel stärker im Alpenraum und vor allem in Skandinavien, wo es verglichen mit Deutschland heute schon 2 300 mal höhere Speicherkapazitäten gibt. Würde es gelingen, diese Länder in Zeiten hoher Stromproduktion in Deutschland mit deutschem Strom zu beliefern und die Speicherkapazitäten dort für die Zeiten aufzubewahren, in denen auch in Deutschland Strom knapp ist, könnte der Umstieg auf immer mehr erneuerbare Energien kostengünstiger werden als mit vielen Speichern in Deutschland. Neue Speicher müssten dafür in Skandinavien nicht gebaut werden. Aber dafür müssten politische Widerstände beispielsweise in Norwegen überwunden werden, die durch engere Marktverbindungen steigende Strompreise fürchten. Und die Kabelverbindungen für internationale Stromlieferungen müssten deutlich ausgebaut werden.

Projekte Pumpspeicherkraftwerke Deutschland (alle Projekte noch in Planungsphasen)

Standort	Unternehmen	Leistung im Turbinenbetrieb in MW	Vorhaben	Status	Geplante Inbetriebnahme	Kosten in Mio. Euro
Atdorf	Schluchseewerke AG (RWE, EnBW, Energiedienst Holding, Energiedienst AG)	1 400	Neubau	Planung	2018	1 500
Bad Reichenhall I	Max Aicher (Stahlunternehmen)	200	Neubau	Planung	2016	
Bad Reichenhall II	Stadtwerke Bad Reichenhall		Neubau	Prüfauftrag		
Bingen	Stadtwerke Mainz	bis 600	Neubau	Planung	2019	900
Blautal	Stadtwerke Ulm / Neu-Ulm Energie	60	Neubau	Planung		
Forbach	EnBW (evtl. mit Stadt Baden-Baden)	200	Erweiterung	Planung	2019	250
Gotha (Talsperre Schmalwasser)	Trianel	500 bis 1 000	Neubau	Planung	nach 2020	1 000

Hamm-Halde Sundern	RAG, RWE Innogy	10	Neubau	Planung		
Jochberg	Energieallianz Bayern	700	Neubau	Planung		
Nethe	Trianel	390	Neubau	Planung	2019	500
Riedl	Verbund AG, Eon	300	Neubau	Planung	2018	350
Rursee	Trianel	640	Neubau	Planung	2019	700
Sauerland	Stadtwerke Düsseldorf, energie	bis 400	Neubau	Planung	2018	400
Schwaich	Stadtwerke Trier (evtl. mit kommunaler Beteiligung)	300	Neubau	Planung	2018	300
Waldeck II	Eon	300	Erweiterun g	zurückgestel lt	2017	250

Quelle: Unternehmensangaben

Timm Krägenow, E&M powernews