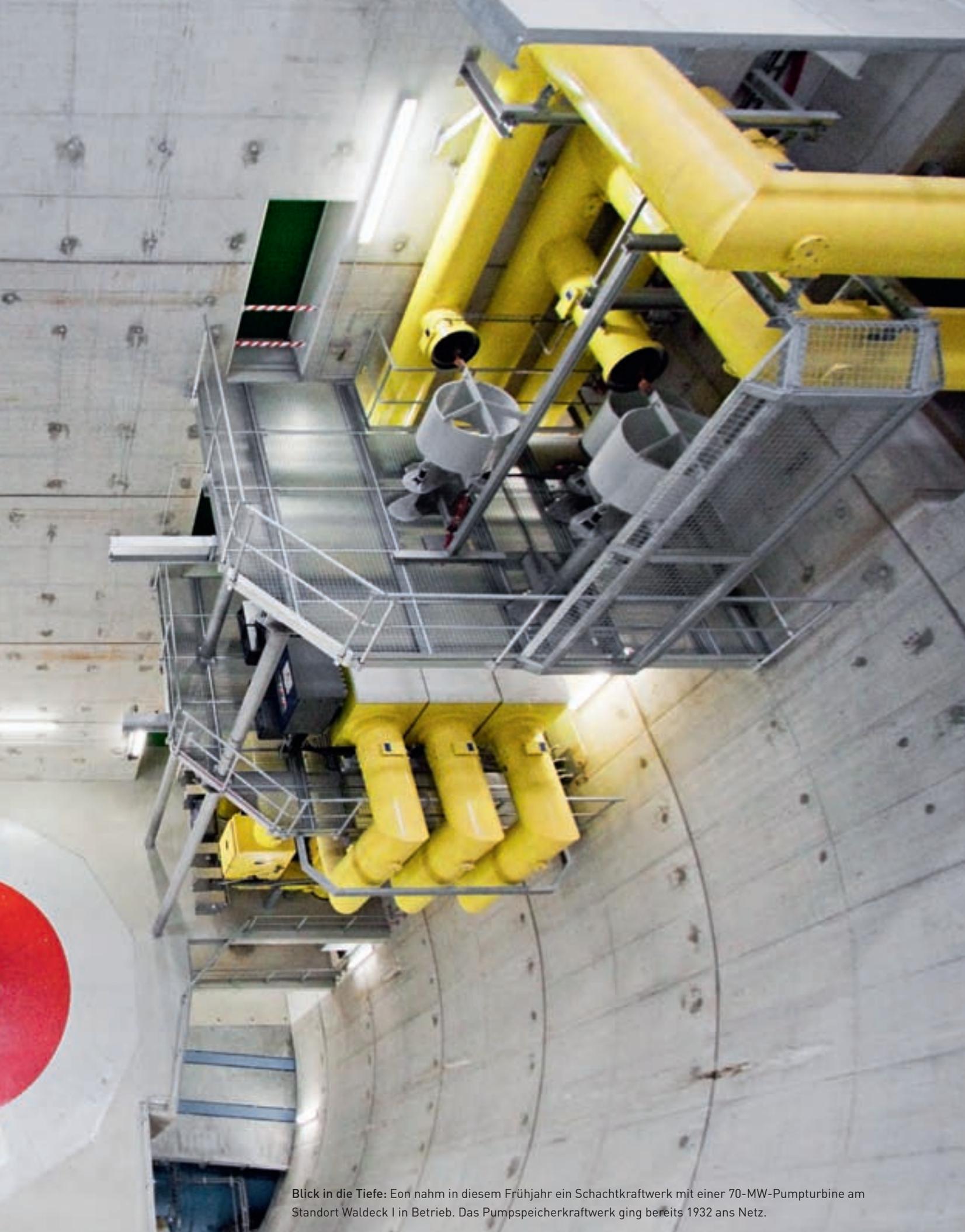


Kraft auf Vorrat

Deutschland verfügt derzeit über rund zwei Dutzend Pumpspeicherkraftwerke. Es sind mittelfristig die **einzig verfügbaren Großspeicher** für Elektrizität. Welche Aufgaben sie heute erfüllen und welches Ausbaupotenzial noch besteht.



Blick in die Tiefe: Eon nahm in diesem Frühjahr ein Schachtkraftwerk mit einer 70-MW-Pumpturbine am Standort Waldeck I in Betrieb. Das Pumpspeicherkraftwerk ging bereits 1932 ans Netz.

Text: Bernward Janzing, **Fotos:** Martin Leissl

Mit einem Reisebus geht es anderthalb Kilometer in den Berg hinein. Dort mündet der Tunnel in die Turbinenhalle: Einem Bunker gleich wurde der Raum von 161 Meter Länge in den sechziger Jahren ins massive Grundgebirge des Südschwarzwaldes geschlagen. Wir sind im Kavernenkraftwerk Säcking.

Vier Maschinensätze stehen hier im Fels, bestehend jeweils aus einer Pumpe, einer Turbine und einem Generator. Jedes Set hat eine Leistung von 88 Megawatt (MW). 400 Meter senkrecht darüber, zwischen den sanften Hügeln des Hotzenwaldes, wurde aus dem Aushub ein ovales Becken geformt, das Eggbergbecken. Dessen Wasser drückt durch ein Rohr von 4,30 Meter Querschnitt auf die Turbinen.

Das Kraftwerk Säcking ist eines von fünf Pumpspeicherkraftwerken der Schluchseewerk AG. Die Anlage ist hochflexibel: Wird kurzfristig Strom benötigt, schalten die Turbinen binnen 90 Sekunden von Stillstand auf volle Leistung. Ist hingegen Strom im Überfluss vorhanden, kann im gleichen Tempo auf Speichern geschaltet werden. Dann wird Wasser aus dem Unterbecken – in Säcking ist das der Rhein – wieder empor gepumpt.

Auf diese Weise lässt sich auf die wechselnden Erfordernisse des Netzbetriebs reagieren. Pumpspeicherkraftwerke haben mit der Nutzung erneuerbarer Energien also erst einmal gar nichts zu tun, auch wenn sie unter dem Stichwort Wasserkraft laufen. Pumpspeicherkraftwerke sind lediglich Stromspeicher – ein häufiges Missverständnis.

Wirkungsgrad von 75 Prozent

Die seit den zwanziger Jahren vor allem in Süddeutschland eingesetzte Pumpspeichertechnik ist mit einem Wirkungsgrad von 75 Prozent noch immer die effizienteste Art, Strom in großen Mengen zu speichern. Das heißt: Setzt man vier Kilowattstunden zum Pumpen ein, erhält man später drei Kilowattstunden zurück. Das Kavernenkraftwerk Säcking kann sechs Stunden im Vollastbe-

trieb von gut 350 MW laufen, ehe das Becken leer ist. Man könnte also sechs Stunden lang eine Großstadt wie Karlsruhe komplett versorgen. Andere Speichertechniken schaffen solche Dauerleistungen bislang nicht, oder sind weniger effizient. Druckluftspeicher zum Beispiel: Eon betreibt seit den siebziger Jahren ein solches Speicherkraftwerk in Huntorf in Niedersachsen mit 290 MW, das eine Salzkaverne nutzt – die einzige Anlage dieser Art in Deutschland. Ihr Wirkungsgrad liegt jedoch bei lediglich 42 Prozent. Batterien erreichen höhere Wirkungsgrade, doch sie sind teuer und ihre Kapazitäten beschränkt. Zwar können auch Akkus von Elektroautos in das Netzmanagement mit einbezogen werden. Wie viele E-Fahrzeuge in den nächsten Jahren verkauft werden, ist aber fraglich. Und sie können allenfalls zum kurzfristigen Ausgleich dienen.

Somit ist die kostengünstigste Art, große Leistungen und auch große Energiemengen mit hohen Wirkungsgraden zu speichern, nach wie vor die Nutzung der Wasserkraft in Pumpspeicherkraftwerken.

Ursprünglich wurden derartige Anlagen nur gebaut, um schwankenden Verbrauch aufzufangen. Schließlich sind Kohle- und Atomkraftwerke nicht flexibel genug, um minutenschnell auf die jeweilige Nachfrage zu reagieren. Heute jedoch schwankt nicht mehr nur die Nachfrage, sondern gleichzeitig auch die Erzeugung: Es ist das Wesen der meisten erneuerbaren Energien, dass ihre Leistung fluktuiert. Seitdem nun also unflexible Großkraftwerke und eine wachsende Menge an Ökostrom zusammentreffen, wächst der Bedarf an Ausgleichskapazitäten. Erst recht, wenn die erneuerbaren Energien sich in Richtung Vollversorgung entwickeln (neue energie 6/2010). Kein 100-Prozent-Szenario kommt ohne zusätzliche Speicherkapazitäten aus.

Die bestehenden Pumpspeicher, als älteste aller Speichertechnologien, werden dabei eine wichtige Rolle spielen: Rund 60 000 Mal im Jahr ändern heute die 20 Maschinensätze der Schluchseewerke ihre Betriebsart zwischen Pumpen, Stromerzeugung, Stillstand und

So funktioniert ein Pumpspeicherkraftwerk

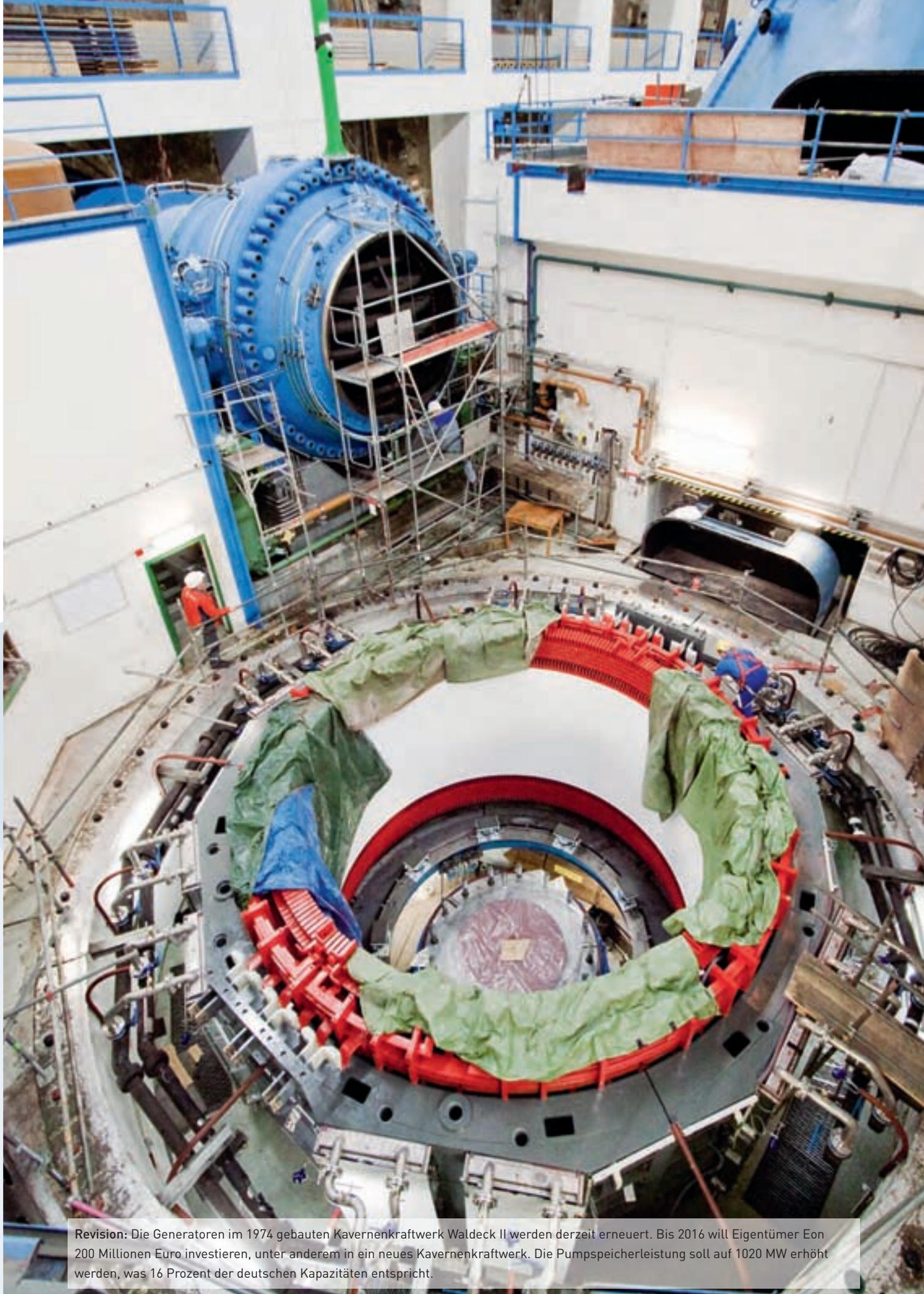
Das Prinzip ist denkbar einfach. Wasser wird aus einem niedrigen Becken in eine höher gelegenes gepumpt. Zu einem späteren Zeitpunkt rauscht es dann zurück in das untere Becken. Mit der Energie, die das Wasser beim Rückfluss aufnimmt, treibt es eine Turbine an, die Strom produziert. Der Vorgang lässt sich beliebig oft wiederholen. Gebaut werden können solche Kraftwerke nur an bestimmten Standorten: Sie brauchen eine ausreichende Menge an Wasser, zudem muss zwischen beiden Becken ein Gefälle bestehen.

Pumpspeicherkraftwerke produzieren keinen Strom, sie sind Stromverbraucher. Der zum Pumpen notwendige Energiebedarf ist größer als die Energiemenge, die aus dem Wasser wieder gewonnen wird. Der Wirkungsgrad der meisten Anlagen liegt um 75 Prozent, das heißt, dass von 100 Prozent der zum Pumpen eingesetzten Energie 75 Prozent wieder zur Verfügung stehen. Im Vergleich zu anderen Speichertechniken ist das ein sehr guter Wert.

Da Pumpspeicher Strom aufnehmen und abgeben können, leisten sie einen wichtigen Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes. Gebaut wurden Pumpspeicherkraftwerke

in Deutschland seit den 1920er Jahren. Ihre Aufgabe war es, auf den schwankenden Bedarf zu reagieren. Fossile oder Kernkraftwerke können nicht nach Belieben hoch und runter gefahren werden. Bei niedrigem Verbrauch kann überschüssiger Strom also im Pumpspeicher geparkt werden. Für den Betreiber lohnt sich das Ganze, weil er den Strom zum Pumpen bei niedrigem Bedarf günstig einkaufen kann. Steigt der Strombedarf, erzeugen die Turbinen Strom, der dann teuer verkauft werden kann. Während der Wechsel zwischen Pumpen- und Generatorbetrieb in Deutschland täglich abläuft, dienen die Pumpspeicher in Norwegen, dem Land mit den größten Kapazitäten, als saisonaler Lastenausgleich. Wenn im Sommer der Energieverbrauch sinkt und damit auch der Preis, werden die Speicher gefüllt. In der kalten Jahreszeit wird Strom produziert.

In Zukunft wird bei wachsendem Anteil der Erneuerbaren, vor allem Windkraft, aber nicht nur der Verbrauch, sondern auch die Erzeugung schwanken. Pumpspeicher können hier eine wichtige Rolle spielen. Sie können die überschüssige Energie auch über längere Zeit speichern und bei Windflauten daraus wieder Strom produzieren.



Revision: Die Generatoren im 1974 gebauten Kavernenkraftwerk Waldeck II werden derzeit erneuert. Bis 2016 will Eigentümer Eon 200 Millionen Euro investieren, unter anderem in ein neues Kavernenkraftwerk. Die Pumpspeicherleistung soll auf 1020 MW erhöht werden, was 16 Prozent der deutschen Kapazitäten entspricht.



dem so genannten Phasenschieberbetrieb, der Blindleistung erzeugt.

Doch bislang dienen die Anlagen weniger den Erfordernissen des Gesamtsystems, sondern denen ihrer Eigentümer. Das zeigt sich auch bei der öffentlichen Besichtigung in Säckingen, an einem Mittwochnachmittag: Es laufen zwei Maschinensätze im Generatorbetrieb, einer im Pumpbetrieb. Während in der einen Maschine gepumpt wird, sie also Strom verbraucht, erzeugt die Maschine daneben gleichzeitig Strom – das ist kurios.

Offenkundig werden die Maschinen nicht optimal eingesetzt. Was auch auf der Hand liegt, wenn man weiß, dass alle deutschen Pumpspeicherwerke jenen Konzernen gehören, die auch die Atomkraftwerke betreiben. Wie leicht lässt sich da in lastschwachen Zeiten Atomstrom speichern – während die Kapazitäten eigentlich für die erneuerbaren Energien gebraucht würden.

Aktuell stehen 6200 MW zur Verfügung

Dabei sind die Anlagen älter als die Atommeiler. Das erste Pumpspeicherkraftwerk der Schluchseewerke ging bereits 1931 ans Netz. Aktuell gibt es in Deutschland gut zwei Dutzend solcher Anlagen mit Turbinenleistungen zwischen 1060 und 44 MW. Zusammen können sie rund 6200 MW erzeugen. Die Leistung der Pumpen ist im Schnitt etwas geringer, sie kommt in der Summe auf rund 6000 MW.

Zudem besitzen deutsche Stromversorger Anteile an ausländischen Speichern, oder sie verfügen über langfristige Strombezugsrechte. Sofern diese Anlagen direkt mit dem deutschen Netz verbunden sind und entsprechend den Bedürfnissen des deutschen Netzes gefahren werden können, kann man sie den deutschen Kapazitäten zurechnen. Entsprechende Anlagen gibt es in Luxemburg,

in Vorarlberg und Tirol.

Damit ergibt sich für Deutschland nach Berechnungen des Bundesverbandes Erneuerbare Energie (BEE) aktuell eine Kapazität von mehr als 10 300 MW im Turbinenbetrieb und gut 7600 MW im Pumpbetrieb (siehe Grafik Seite 31).

Allerdings werden derzeit nicht alle bestehenden Speicherkapazitäten voll ausgeschöpft. Das Pumpspeicherkraftwerk Geesthacht, voll betriebsbereit, ist so ein Beispiel: Die Anlage sei unrentabel, heißt es bei Vattenfall. 120 MW können die drei Maschinensätze erzeugen; bei Vollstau des Sees liefern die Turbinen viereinhalb Stunden. Doch sie laufen nur selten, oft nur für wenige Minuten. Das liege am Wasserentnahmeentgelt, erklärt Vattenfall.

Hintergrund: Das Land Schleswig-Holstein erhebt für jeden Kubikmeter, der den Flüssen entnommen wird, eine Abgabe von 0,77 Cent. Und das Werk nutzt Wasser aus der Elbe. So wird jede

Europas Batterien

	Norwegen*	Schweden*	Deutschland	Schweiz	Österreich
Kapazität der Speicher	84 TWh	34 TWh	0,04 TWh	zus. 30 TWh	
Stromproduktion aus Wasserkraft (2008)	122,7 TWh	61,6 TWh	20,7 TWh	35,6 TWh	38 TWh
Installierte Leistung Wasserkraft **	29 482 MW	16 209 MW	6 732 MW	5 190 MW	3 887 MW

Quellen:

BMU, Norwegian Water Resources and Energy Directorate, Lebensministerium.at, SRU, IEA, Swedish Energi

* für Norwegen und Schweden: Angaben der größten Wasser- bzw. Pumpspeicherkraftwerke.

** für Deutschland, Schweiz und Österreich: installierte Leistung Pumpspeicherkraftwerke.

- Pumpspeicherkraftwerk (Leistung in MW)
- Wasserkraftwerk (Leistung in MW)
- Wasserspeicher (z.T. Leistung in GWh)

erzeugte Kilowattstunde mit fünf Cent belastet – ein Betrag, der durch die Preisdifferenzen zwischen verbrauchtem Billigstrom und erzeugtem Spitzenstrom offenbar nur selten zu erwirtschaften ist.

Kaum Neubaupotenzial

Dass an anderer Stelle Neubauten entstehen können, die nicht mit solchen oder anderen Schwierigkeiten kämpfen müssen, ist unwahrscheinlich. Denn die Zubaupotenziale für Pumpspeicher sind in Deutschland begrenzt – und zwar „auf Grund der starken ökologischen Eingriffe, der langen Realisierungszeiten und mangels geeigneter Standorte mit ausreichenden Höhenunterschieden“. So steht es in einer Studie des Ifeu Instituts in Heidelberg im Auftrag des Bundesumweltministeriums.

An manchen Standorten lässt sich immerhin die Leistung noch aufstocken. Der hessische Ederstausee in Waldeck ist ein Beispiel hierfür. Nachdem Eon dort in den vergangenen drei Jahren bereits über 50 Millionen Euro in die Renovierung des historischen Pumpspeicherkraftwerks Waldeck 1 investiert hat – allerdings ohne Leistungserhöhung –, bereitet das Unternehmen jetzt einen Antrag für die Erweiterung des unterirdischen Pumpspeicherkraftwerks Waldeck 2 vor. Mehr als 200 Millionen Euro will Eon an diesem Standort bis 2016 investieren und ein neues Kavernenkraftwerk mit 300 MW Turbinen- und Pumpenleistung errichten.

Der BEE hat errechnet, dass sich bis 2020 in Deutschland die Kapazität – inklusive der Bezugsrechte im Ausland – auf 12 900 MW Erzeugung und 10 000 MW Pumpleistung aufstocken ließe. Konkret geplant sind derzeit zwei Neubauten: Eine kleine Anlage der Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm mit 45 MW in Blaubeuren sowie ein Großprojekt der Schluchseewerke mit 1000 MW im Südschwarzwald.



700-Millionen-Projekt im Südschwarzwald

Das Projekt Atdorf im Schwarzwald soll größer werden als alle bisherigen Speicherkraftwerke im deutschen Südwesten. Das Raumordnungsverfahren soll in diesem Jahr abgeschlossen sein, das Planfeststellungsverfahren im Jahr 2013. Der Bau würde sich dann von 2014 bis 2019 hinziehen und mit 700 Millionen Euro fast doppelt so viel kosten wie etwa der Neubau des Wasserkraftwerks Rheinfelden am Hochrhein (neue energie 6/2010).

Die Schluchseewerk AG greift damit Pläne aus den Siebzigerjahren wieder auf. Damals scheiterte man an Widerständen der Bevölkerung. Denn die beiden geplanten Becken mit 600 Meter Höhenunterschied würden die Landschaft des Südschwarzwaldes massiv verändern. Das Oberbecken, Hornbergbecken II, soll nahezu einen Kilometer lang und 400 Meter breit werden. Das Unterbecken, Haselbecken, ist unwesentlich kleiner. Beide Becken würden mitsamt den Nebenanlagen eine Fläche von 1,2 Millionen Quadratmeter bedecken. Die in der Nähe bereits bestehenden Staubecken sind nicht einmal halb so groß.

Daher formiert sich bereits der Widerstand vor Ort. Er hat eine lange Tradition: In den Fünfzigerjahren verhinderten die Bürger im Schwarzwald ein Pumpspeicherkraftwerk in der Wutachschlucht, und eine Gruppe namens „Gegner einer Energielandschaft Hot-“



Alteisen: In der Turbinenhalle von Waldeck I sind nur noch zwei Aggregate mit jeweils 35 MW in Betrieb. Seit diesem Jahr leistet ein neu gebautes Schachtkraftwerk zusätzlich 70 MW.

zenwald“ brachte in den Siebzigern weitere Projekte der Schluchseewerke zu Fall. Wie damals ist auch jetzt der Schwarzwaldverein mit dabei: Das Pumpspeicherkraftwerk Atdorf führe zu „erheblichen Eingriffen in den Naturhaushalt des Hotzenwalds und insbesondere zu einem gewaltigen irreversiblen Landschaftsverbrauch“. Der Bau sei daher „nicht vertretbar“.

Dass Widerstände gegen Pumpspeicher nicht auf den Schwarzwald beschränkt sind, hatte sich in den Neunzigerjahren in Thüringen gezeigt: Vor allem der Bund für Umwelt und Naturschutz hatte das Pumpspeicherprojekt in Goldisthal im Thüringer Schiefergebirge lange Zeit politisch und juristisch bekämpft, ehe 1997 dann doch mit dem Bau begonnen wurde. Seit 2003 ist die Anlage in Betrieb (neue energie 4/2005).

Lieber blauer See als Betonbecken

Auslöser für den neuerlichen Widerstand im Schwarzwald ist vor allem die Bauweise: Die Speicherbecken sollen betoniert und kom-

plett abgesperrt sein. Das wäre ein vollkommener Kontrast zum Schluchsee, der vor 80 Jahren im Zusammenhang mit dem Bau eines Pumpspeicherkraftwerks aufgestaut wurde. Wegen seiner naturnahen Gestaltung hat sich der größte See im Schwarzwald längst zu einer touristischen Attraktion entwickelt – zum Baden, Segeln, Surfen. Atdorf hingegen kommt als Industrieanlage daher.

Im Südschwarzwald hegt man außerdem Befürchtungen, man schaffe mit dem neuen Kraftwerk einen Abnehmer für den Strom unflexibler Atommeiler – womit diese länger am Netz bleiben könnten. Was vor dem Hintergrund, dass es die Atomkonzerne RWE und EnBW sind, die das Projekt realisieren wollen, nicht fern liegt. Die SPD im betroffenen Landkreis Waldshut, die den Neubauplänen anfangs noch aufgeschlossen gegenüber stand, sieht inzwischen hinter dem Projekt den Wunsch der Stromwirtschaft nach „Veredelung von billigem Atomstrom“.

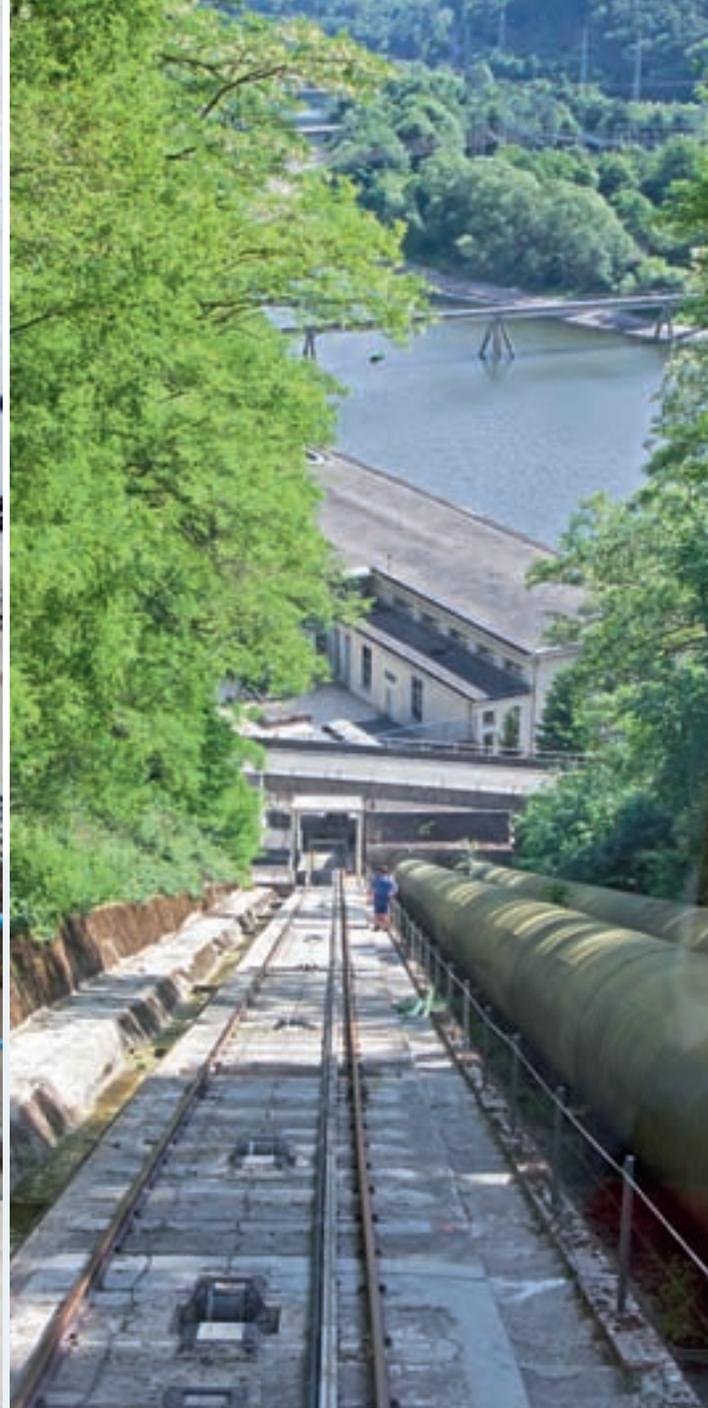
Um den Bedarf an neuen Pumpspeicherkraftwerken zu reduzieren, setzen die Kritiker im Schwarzwald nun auch auf den Umbau des Stromnetzes. Sie hoffen darauf, dass durch Lastmanagement und flexible Kleinkraftwerke anstelle der Großkraftwerke die bestehenden Pumpspeicher entlastet werden und damit Kapazitäten für die Speicherung von Ökostrom frei werden. So ist die Internetseite der Gegner des Atdorf-Projektes (www.hornbergbecken-2.de) zu einer Informationsplattform rund um die Zukunft der Stromwirtschaft geworden.

Zudem setzen die Naturschützer im Südwesten darauf, dass durch den Ausbau der grenzüberschreitenden Netzkapazitäten der Bedarf an Speichern in den einzelnen Ländern sinkt. Und eine bessere Koppelung Deutschlands mit Skandinavien ist aufgrund der dortigen Speicherkapazitäten zunehmend ein Thema (siehe Seite 32).

Pumpen und Strom erzeugen gleichzeitig

Hinterfragt man, wie die wertvollen heimischen Pumpspeicher heute genutzt werden, zeigt sich ein absurdes Phänomen: Es passiert gar nicht so selten, dass in einem Kraftwerk der Schluchseewerke mit einer Maschine Wasser gepumpt wird, während in derselben Halle ein anderer Maschinensatz Strom erzeugt. Diese widersinnige Praxis hat einen handfesten Grund: Die Schluchseewerk AG gehört zur Hälfte RWE und zur anderen Hälfte dem EnBW-Konzern. Entsprechend ist der Zugriff auf die Maschinen geregelt: Die Maschinensätze sind jeweils individuell den Mutterkonzernen zugeordnet, jeder steuert sie nach eigenem Plan. Und so passiert es eben, dass einer der beiden Konzerne pumpt, weil er einen Überschuss an Strom hat, während zeitgleich der andere wegen Strommangels seine Turbine betreibt.

Nüchtern betrachtet wäre es sinnvoller, die Konzerne würden sich stattdessen überschüssigen Strom gegenseitig verkaufen. Aber sie tun es ungerne, weil sie mit dem Ausgleichsstrom gutes Geld ver-



Auf dem Prüfstand: Die Turbinen in Waldeck I werden generalüberholt. Seit 2005 sind 50 Millionen Euro in die Sanierung geflossen (links). Durch eine Druckrohrleitung (rechts) gelangt das Wasser in den Affoldener See.

dienen. Das ist möglich, weil das deutsche Stromnetz historisch in vier Regelzonen aufgeteilt ist, in denen RWE, Eon, Vattenfall und EnBW jeweils eigenständig agieren – und dabei mitunter ihre Netze gegeneinander regeln.

Die Kosten tragen die Stromkunden. Der Bundesverband Neuer Energieanbieter (bne) hat die Zahlen für das Jahr 2007 einmal ermittelt: Die Verbraucher hätten 494 Millionen Euro weniger bezahlt, wenn es in Deutschland eine einheitliche Regelzone gäbe. Denn der Bedarf an Ausgleichsenergie wäre dann um rund 30 Prozent niedriger gewesen. In einer einheitlichen Regelzone würde immer nur Strom erzeugt oder Wasser hoch gepumpt – aber niemals beides gleichzeitig.

Die Forderungen nach einer solchen einheitlichen Regelzone werden deswegen lauter. Im März bestimmte nun die Bundesnetzagentur, dass die vier deutschen Konzerne in einem so genannten „Netzregelverbund“ zusammenarbeiten müssen, womit sich die Lage etwas entspannte. Gleichwohl sieht der bne durch diese „zwanglose Minimallösung“ weiter „unnötige Kosten in Millionenhöhe“, die

den Stromkunden in Rechnung gestellt werden. Der Verband hatte sich für einen zentralen Netzregler stark gemacht, der das Gegen-einander-Regeln komplett beendet hätte. So hätte man nicht nur die Kosten gesenkt, sondern auch den Bedarf an Speicherkapazitäten begrenzt.

Dem ist offenkundig nicht so: Als an diesem Mittwochnachmittag die Führung durch die Kaverne von Säckingen zu Ende geht, hat sich an den Betriebsarten der Maschinen nichts geändert. Weiterhin erzeugen die zwei laufenden Generatoren zusammen rund 90 MW, auf der Anzeigetafel im Turbinenraum ist das abzulesen. Gleichzeitig läuft eine Pumpe, die 70 MW aus dem Netz zieht. Viele Megawatt werden bei dieser Konstellation verschwendet.

Kurzfristig könne sowas schon mal vorkommen, hatte der freundliche Herr der Schluchsewerke, der die Führung macht, eingangs auf Nachfrage erklärt. Natürlich werde eine solche Situation schnell wieder ausgeregelt. Doch an diesem Nachmittage hält der Zustand der Energieverschwendung an – seit mindestens einer dreiviertel Stunde. ◀