

Atdorf ist aus der Zeit gefallen

Veränderte Strommärkte und neue Anbieter von Energiespeichern haben dem Projekt die ökonomische Basis entzogen.



Pumpspeicherkraftwerk Häusern Foto: Barthmes

Aus technischer Sicht sind Pumpspeicher eine faszinierende Option. Gibt es einen Überschuss an Strom, wird mit diesem Wasser in ein höher gelegenes Becken gepumpt; hat man Bedarf an Elektrizität, fließt das Wasser zurück über die Turbinen. Mit einer Effizienz von 75 Prozent, bei Neuanlagen auch bis zu 80 Prozent, erzielt man ganz ordentliche Werte.

Es ist eine Technik mit Tradition, vor allem im Schwarzwald. Im Nordschwarzwald nahm das Land Baden 1918 das Murgwerk in Betrieb, das 1926 um den Schwarzenbach-Stausee ergänzt wurde. **Im Südschwarzwald entstand seit der Gründung des Schluchseerwerks im Jahr 1928 im Laufe der Jahrzehnte der größte Komplex von Pumpspeichern in Deutschland mit heute fünf Anlagen.**

Allerdings braucht die Technik viel Fläche mit entsprechenden ökologischen Folgen, was im Falle von Atdorf zu starkem Widerstand vor Ort führte. Zunehmend zeigte sich aber ein anderes Problem: Das Projekt wird aller Voraussicht nach **nicht wirtschaftlich** arbeiten können, weil die Strommärkte sich ändern.

Jahrzehntlang dienten die Pumpspeicher zum einen dazu, überschüssigen Nachtstrom aufzunehmen, um diesen mittags zur Zeit der Spitzennachfrage zu veredeln. Doch heute gibt es die Mittagsspitzen am Strommarkt nicht mehr. Der erhöhte Verbrauch am Tage wird durch die Photovoltaik gedeckt, damit ist Mittagsstrom oft nicht mehr teurer als Nachtstrom. Fehlen die Preisdifferenzen, kann man kein Geld mehr verdienen.

Der zweite Markt, den die Speicher bedienen, ist der Regelenergiemarkt. Dieser hat die Aufgabe, kurzfristig Strom bereitzustellen (oder abzunehmen), wenn Verbrauch oder Erzeugung von den Prognosen abweichen. Aber auch im Regelenergiemarkt sind die Preise erheblich gefallen, weil hier inzwischen neben den Pumpspeicherwerken viele neue Akteure auftreten. Atdorf hat zu viel Konkurrenz bekommen.

Zum Beispiel tummeln sich in diesem Segment zunehmend Betreiber von Batteriespeichern. Im Juni erst hatte das Oldenburger Energieunternehmen EWE Pläne zum Bau der größten Batterie der Welt vorgestellt. Zugleich werden Kraftwerke – auch Biogasanlagen – immer stärker bedarfsgerecht eingesetzt, was wiederum die Notwendigkeit von Speichern reduziert. Hinzu kommen Firmen, die ihren Verbrauch flexibilisieren, und diese Leistung ebenfalls als Regelenergie vermarkten. Jüngstes Beispiel ist die Aluhütte Trimet in Essen, die gerade eine Elektrolyse so umbaut, dass sie je nach Marktlage in gewissem Rahmen ihren Leistungsbezug variieren kann. Damit entsteht alleine in diesem Werk ein virtueller Stromspeicher, der annähernd ein Zehntel der Kapazität hat, die für Atdorf geplant war.

Aufgrund der vielfältigen Optionen zur Bereitstellung von Flexibilität im Stromsystem ist das **Ende des Projektes Atdorf für die deutsche Energiewende kaum relevant**. Die Anlage hatte dafür nie die Bedeutung, die ihr mitunter zugeschrieben wurde. Das hängt damit zusammen, dass das **Pumpspeicherwerk** zur Überbrückung einer sogenannten **Dunkelflaute nicht taugt**: Wenn zwei Wochen kein Wind weht und kaum Sonne scheint, können Pumpspeicher wenig ausrichten. Atdorf sollte eine Spitzenleistung von 1400 Megawatt haben. Das entspricht zwar einem großen Atomkraftwerk, Atdorf hätte die Spitzenleistung aber nur neun Stunden bereitstellen können.

Als Langzeitspeicher kommen andere Technologien infrage, etwa **Power-to-Gas**. Dabei wird überschüssiger Strom zur Herstellung von Wasserstoff oder in einem zweiten Schritt von Methan genutzt. Die nötigen Speicherkapazitäten in Gaskavernen existieren bereits.