

Luftspeicher-Kraftwerke: Technik, Geschichte, Realisierungsstand

Autor(en): **Zaugg, Paul**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Schweizer Ingenieur und Architekt**

Band (Jahr): **108 (1990)**

Heft 29

PDF erstellt am: **12.07.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-77475>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.

Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.

Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Luftspeicher-Kraftwerke

Technik, Geschichte, Realisierungsstand

In den Jahren 1974-1977 entstand über einem unterirdischen Salzstock in Huntorf bei Bremen, BRD, das erste Luftspeicher-Kraftwerk. Seit 1978 steht diese 290-MW-Anlage in Betrieb [1]. Nun entsteht auch in den USA, bei McIntosh im Bundesstaat Alabama, ein solches Kraftwerk. Dessen Generatorleistung pro Maschine wird 110 MW betragen. Die erste Ausbaustufe soll 1991 in Betrieb gehen. Seit einigen Jahren besteht ein Projekt zum Bau einer Grossanlage von 3x350 MW Generatorleistung in Donbass in der Ukraine.

An der Planung und Realisierung dieser Anlagen war schweizerische Ingenieur-tätigkeit mitbeteiligt. Es ist der Sinn der nachfolgenden Ausführungen diesen Sachverhalt festzuhalten, indem über die Luftspeichertechnik, deren Geschichte und die Hauptmerkmale der genannten Anlagen berichtet wird.

Luftspeicher-Kraftwerke dienen der Energiespeicherung und benützen Luft als Energieträger. Hierzu werden mit

VON PAUL ZAUGG,
BADEN

überschüssiger elektrischer Energie Luftverdichter angetrieben, welche die Luft unter hohem Druck in unterirdische Speicher pressen. Von hier wird sie in Zeiten erhöhten Energiebedarfes wieder entnommen, um über Luft- oder Gasturbinen, die Generatoren antreiben, ihr Arbeitsvermögen in elektrische Energie zurückzuverwandeln. Ein analoger Prozess ist beim Wasser-Pumpspeicherwerk eine längst eingeführte Technik.

Pro m³ ist die Exergiedichte von unter Druck stehender Luft grösser als diejenige von Wasser das mit einem dem Luftspeicherdruck entsprechenden Gefälle zur Verfügung steht [2]. Für einen bestimmten Betrag an erzeugter Generatorleistung pro Speicherladung benötigt somit ein Luftspeicher-Kraftwerk im allgemeinen wesentlich weniger Speicherraum als ein Wasser-Pumpspeicherwerk. Ausserdem ist man, im Gegensatz zu hydraulischen Speicheranlagen, für den Bau von Luftspeicheranlagen nicht auf topographische Höhendifferenzen zwischen Speicher und Maschinenhaus angewiesen. Luftspeicheranlagen lassen sich deshalb gut in flachen Gegenden realisieren. Auch der oberirdische Platzbedarf, und damit der Eingriff in die Landschaft, ist bei diesem Speichersystem gering.

Die Luftspeichertechnik

Prozessführung

Da die Luft ein kompressibles Medium ist, erwärmt sie sich bei der Verdich-

tung. Deswegen fällt die maschinen-technische Einrichtung beim Energiespeicherprozess mit Luft komplizierter aus als diejenige mit Wasser. Von den zahlreichen Möglichkeiten einen Luftspeicherprozess zu realisieren, seien die auf Bild 1 schematisch dargestellten zwei Varianten besprochen. Variante I betrifft die sogenannte *adiabate* Luftspeicheranlage. Bei dieser wird im Prinzip keine Energie in Form von Brennstoff oder Wärme von aussen zu- oder nach aussen abgeführt, abgesehen vom kleinen Nachkühler AC. Die in diesem Fall ohne Zwischenkühlung verdichtete Luft wird während des Ladevorgangs vor dem Eintritt in den Luftspeicher AS in einem Wärmespeicher HS abgekühlt. Während des Turbinenbetriebes heizt sich dann die dem Luftspeicher entströmende Luft vor dem Eintritt in die Turbine im Wärmespeicher wieder auf. Dieser Wärmespeicher erweist sich bei näherem Zusehen als ein aufwendiger Anlageteil. Da sich dafür bisher keine wirtschaftliche Lösung finden liess, wurde noch keine solche Anlage gebaut. Als pneumatisches Analogon zur hydraulischen Speicheranlage wird sie aber oft als anzustrebender Idealfall dargestellt. Der erreichbare Umsetzungsgrad Generatorleistung/Motorleistung wäre bei einer solchen Anlage ähnlich hoch wie bei einer hydraulischen (~0,75).

Variante II betrifft die *diabate* Luftspeicheranlage. Diese entspricht der Ausführung von Huntorf und den übrigen gegenwärtig im Bau oder in der Planung befindlichen Anlagen. Sie ist dadurch gekennzeichnet, dass, zur Verkleinerung der Verdichterantriebsleistung, im Verlaufe der Verdichtung eine mehrmalige Zwischenkühlung der Luft erfolgt und diese beim Turbinenbetrieb in einer Hoch- und einer Niederdruck-Brennkammer wieder er-

hitzt wird. Die Hauptmaschinen dieser Variante bestehen weitgehend aus erprobten Komponenten. Allerdings handelt es sich bei diesem System nicht um eine reine Speicheranlage; ein Teil der erzeugten Generatorleistung kommt aus dem den Brennkammern zugeführten Brennstoff. Bloss rund 45% der Generatorleistung stammen aus dem Luftspeicher und etwa 55% aus dem Brennstoff. Der diabaten Luftspeicheranlage liegt folgende Überlegung zugrunde: Bei der normalen Gasturbine ist der Verdichter direkt mit der Turbine gekuppelt, so dass als Nutzleistung nur die Differenz der beiden verwertbar ist. Wird die Gasturbine zur Erzeugung von teurer Spitzenenergie eingesetzt, so ist also ein grosser Teil derselben zum Antrieb des Verdichters aufzuwenden. Wird dagegen der Verdichter von der Turbine mechanisch getrennt und mit einem Elektromotor separat angetrieben, sowie ein Luftspeicher zwischen Verdichter und Turbine eingeschaltet, so kann der Verdichterbetrieb in Zeiten von billigem Überschussstrom durchgeführt und der Luftspeicher aufgeladen werden. Bei Spitzenenergiebedarf ist die Turbine mit der gespeicherten Luft anzutreiben. Jene kann nun ihre volle Leistung ans Netz abgeben, was dem 2- bis 3fachen Betrag der Leistung mit angekuppeltem Verdichter entspricht.

In Wirklichkeit eignen sich die Komponenten einer normalen Gasturbine nicht unverändert zur Verwendung in Luftspeicheranlagen. Um die Abmessungen klein und damit die Kosten des Luftspeichers niedrig zu halten, sind höhere Prozessdrücke erforderlich als bei normalen Gasturbinen üblich. Bei Luftspeichern in Salzfels werden Speicherdrücke von 40 bis 70 bar angewendet. Deshalb setzt man bei Luftspeicheranlagen Verdichtergruppen ein, die aus Nieder- und Hochdruckverdichtern bestehen und mit Zwischenkühlern versehen sind. Ebenso wird der Turbinenteil durch eine Hochdruckturbinen- und eine Hochdruckbrennkammer ergänzt. Der die Verdichter antreibende Motor dient im Turbinenbetrieb als Generator. Hierzu ist er zwischen Turbinen- und Verdichtergruppe platziert und abwechselnd mit der einen oder der andern Seite kuppelbar. Dadurch, dass der Verdichterbetrieb unabhängig vom Turbinenbetrieb erfolgt, brauchen weder Luftmassenstrom noch Zeitdauer des Verdichterbetriebes mit diesen Werten im Turbinenbetrieb übereinzustimmen. Dies erlaubt die Wahl der Verdichter besser nach der in

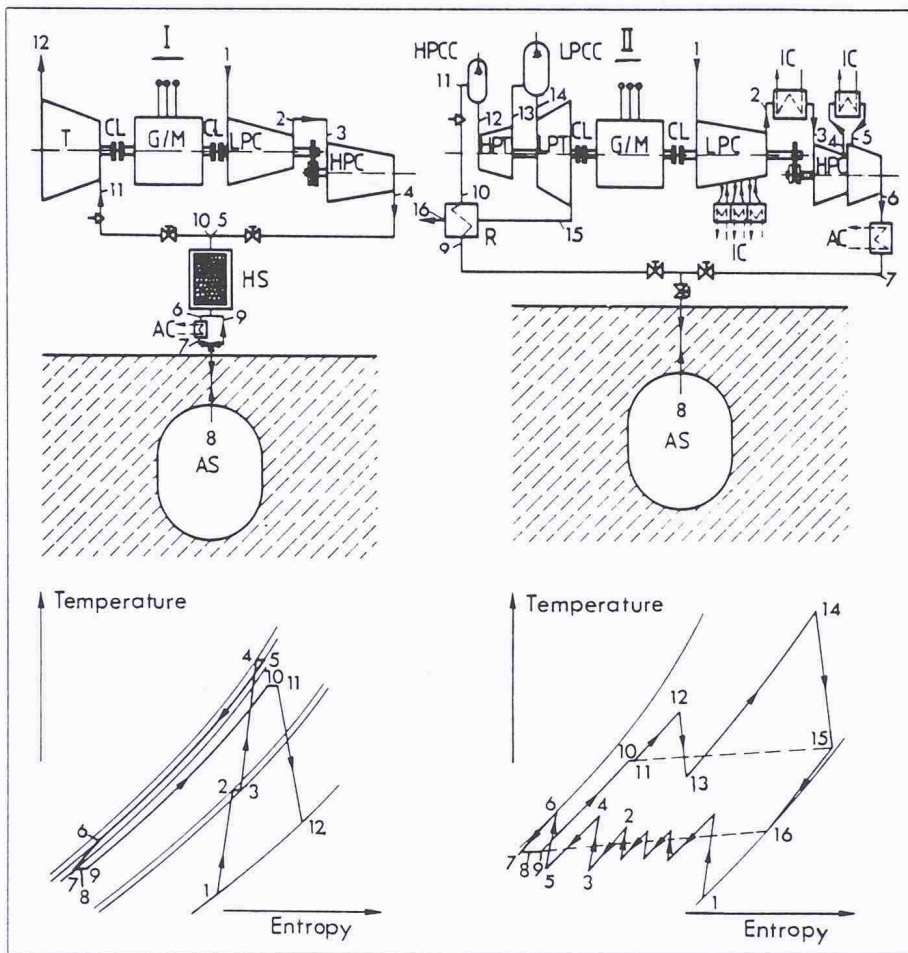


Bild 1. Luftspeicherprozesse

I	Adiabate Anlage	II	Diabate Anlage	HPT	HD-Turbine
G/M	Generator/Motor	AC	Nachkühler	LPT	ND-Turbine
CL	Kupplung	AS	Luftspeicher	T	Turbine
LPC	ND-Verdichter	HS	Wärmespeicher	R	Rekuperator
HPC	HD-Verdichter	HPCC	HD-Brennkammer	1-16	Prozessverlauf
IC	Zwischenkühler	LPCC	ND-Brennkammer		

der Schwachlastzeit zu erwartenden Überschussleistung der Grundlastwerke zu richten. Die Luft ist gekühlt zu speichern, weil sonst die Abmessungen der Speicherkaverne unnötig gross ausfielen, und weil während der Speicherzeit die Luft ihre Wärme ohnehin zum grossen Teil an die Umgebung des Speichers abgeben würde. Ausserdem erlaubt die Haltbarkeit der Speicherwand keine hohen und stark wechselnde Temperaturen.

Luftspeicher

Neben den Maschinen ist der Luftspeicher eine Hauptkomponente des Luftspeicher-Kraftwerkes. Als solche kommen in erster Linie folgende Ausführungen in Frage [2]:

- a) In Salzablagerungen ausgesolte Kavernen
- b) Poröse und durchlässige geologische Schichten (Aquifere)
- c) In festem Fels hergestellte Kavernen mit Wasserkompensation zum Druckausgleich.

Speichersysteme nach a) und b) sind in der Erdgasindustrie seit Jahrzehnten im Betrieb. Beim Bau von Luftspeichern kann direkt von dieser Erfahrung profitiert werden. Ein Speichersystem nach c) ist theoretisch der ideale Luftspeicher, weil es weitgehend konstanten Speicherdruck liefert und deshalb das kleinste Speichervolumen benötigt. Praktische Erfahrung mit einer Grossausführung dieser Speicherart liegen jedoch noch nicht vor.

Salzkavernenspeicher: Steinsalzablagerungen (NaCl) besitzen sehr günstige Voraussetzungen zur Herstellung von Speicherkavernen im Tiefsolverfahren. Salzgestein ist dicht und undurchlässig für Gase und Flüssigkeiten.

Bei den in Gasturbinen üblichen hohen Betriebstemperaturen kann bereits ein geringer Gehalt von Natrium im Verbrennungsgas zu starken Korrosionen in der Turbinenbeschauflung führen. Deshalb wurde anfänglich befürchtet, die gespeicherte Luft nehme Salz von der Speicherwand auf, so dass mit

Schauflerkorrosion zu rechnen sei. In der Turbine der Anlage Huntorf, deren Speichersystem aus zwei Salzkavernen besteht, konnten bisher kaum solche Schäden bemerkt werden. Bei den seinerzeit durchgeführten Salzgehaltsmessungen in der Speicherluft war auch keine Salzaufnahme von der Speicherwand feststellbar. Zwar enthält die dortige Umgebungsluft etwas Salz, aber dieses stammt von der nahen Nordsee.

Im Betrieb sind Salzkavernenspeicher einfach zu überwachen. Hierzu genügt die Kontrolle des Druckes. Sowohl bei der im Bau befindlichen Anlage in Alabama, als auch bei der geplanten russischen, werden ebenfalls Salzkavernenspeicher zur Anwendung kommen.

Aquiferspeicher: Solche Speicher werden in porösen und durchlässigen Gesteinsschichten angelegt, deren Poren im unberührten Zustand mit Wasser gefüllt sind. Beim ersten Aufladen wird dann das Wasser in den Poren des Speicherbereichs von der Luft verdrängt. Der Speicher ist an eine Stelle zu legen, z.B. in einen Wellenberg (Antiklinale), wo die Luft sicher gefangen bleibt. Als wichtige Voraussetzung gilt, dass die Deckschicht beim vorgesehenen Speicherdruck undurchlässig ist.

Trifft dies zu, so sind Aquiferspeicher sehr dicht. Für den Speicherbetrieb werden zahlreiche Bohrungen in die Speicherschicht vorgetrieben und mit Rohren ausgekleidet die im Speicherbereich perforiert sind. Die Anzahl der Bohrungen hängt ausser von den Gegebenheiten der Turbomaschinen von der Durchlässigkeit der Speicherschicht ab.

Während beim Kavernenspeicher bei gegebenem Speicherdruck der Turbinenmassenstrom praktisch durch die Turbine allein bestimmt ist, beeinflusst der Aquiferspeicher, seiner begrenzten Durchlässigkeit wegen, diesen Massenstrom wesentlich. Um eine bestimmte Luftmasse in gegebener Zeit verarbeiten zu können, müssen Turbine, Speicher und Leitungssystem gut aufeinander abgestimmt sein.

Während die Erdgasindustrie schon sehr viel Erfahrung mit Aquiferspeichern sammelte, liegt bezüglich der Speicherung von Luft nicht viel mehr als die Erfahrung mit einem Versuchsaquifer bei Pittsfield, Illinois, USA, vor.

Diese Versuchsanlage samt Messungen wurde seinerzeit vom Departement of Energy (DOE), Washington, DC, und vom Electric Power Research Institute (EPRI), in Palo Alto, CA, finanziert.

Auch in Italien existiert eine Versuchsanlage zum Aufladen eines Aquifers mit Luft (25 MW Verdichterantriebsleistung). Ergebnisse hiervon sind aber noch nicht bekannt.

Wasserkompensierte Kavernen: Manchenorts fehlen die Voraussetzungen für Speicher der besprochenen Art. Besteht dafür der Untergrund aus festem Fels (Granit, Gneis, Kalk), so können u.U. in diesem mit bergmännischen Verfahren Speicherkavernen ausgehoben werden. Solche Speicher sind aber teuer, und um das Kavernenvolumen minimal zu halten, ist oberirdisch ein Wasserausgleichsbecken vorzusehen, aus dem während der Entladung Wasser in die Kaverne nachfließt und die Luft ausschleibt. Damit kann praktisch der ganze Luftinhalt zur Energieerzeugung aufgebraucht werden. Dies reduziert das nötige Kavernenvolumen für den gleichen Generatorenergiebetrag gegenüber der Salzkaverne auf etwa 35%. Bei der Aufladung dieses Systems wird etwa ein Viertel der gespeicherten Exergie auf das Wasser übertragen, während drei Viertel in der Luft bleiben.

Bei wasserkompensierten Speichern steht dauernd Luft von hohem Druck mit Wasser in Berührung. Dadurch absorbiert das Wasser Luft. Wird während des Aufladevorganges stark lufthaltiges Wasser von der Kaverne ins Ausgleichsbecken geschoben, so scheidet sich Luft unter heftiger Blasenbildung bereits im Verbindungsschacht aus, was hier einen Auftrieb bewirkt und das Gleichgewicht zwischen dem Gewicht der Wassersäule und dem Speicherdruck gefährdet. Diese Erscheinung, die den Namen «Champagner-Effekt» erhielt, wurde theoretisch besonders vom United Technologies Research Center, East Hartford, USA, untersucht. In der Nähe des hydraulischen Pumpspeicherwerkes Vianden liessen seinerzeit dessen Betreiber, die Rheinisch-Westfälischen-Elektrizitätswerke (RWE) und die Société Eléctrique de l'Our (SEO), Luxemburg, in einem 180 m hohen Bergwerkschacht eine Versuchsanlage bauen, um das Phänomen experimentell zu studieren. (Damals war geplant, das Pumpspeicherwerk mit einer Luftspeicheranlage zu ergänzen.) Diese Einrichtung ist vor wenigen Jahren auf Kosten des EPRI ausgebaut worden. Seither lieferte sie umfassende Mess- und Beobachtungsergebnisse, die dazu beitragen, dass die Vorgänge beim Ausscheiden der Luft aus dem Wasser besser verstanden und das Computerprogramm von United Technologies geeicht werden kann.

Geschichte

Die erste industrielle Gasturbinengruppe der Welt, von Brown Boveri Baden (Schweiz) gebaut, nahm im Herbst 1939

in Neuchâtel (Schweiz) den Betrieb als Notstrom- und Spitzenlastanlage auf. Der damals eben ausgebrochene Zweite Weltkrieg verhinderte dann zunächst den Bau weiterer Anlagen dieser Art. Aber nach Kriegsende nahm die Anwendung der Gasturbine der offenen Bauart in der Stromerzeugung rasch zu.

Die Idee, den Verdichterbetrieb sowohl mechanisch wie zeitlich durch das Dazwischenschalten eines Luftspeichers vom Turbinenbetrieb zu trennen, um für die Stromerzeugung in Spitzenzeiten die volle Turbinenleistung zur Verfügung zu haben, wurde schon bald nach dem Krieg diskutiert; wie B. Wood von der Firma Merz & McLellan schreibt [3], in England bereits 1948.

Im Januar 1949 hat das schwedische Patentamt I.K.E. Jung und C.R. Nicolin von der Firma Stal-Laval das Patent Nr. 138026, ein Luftspeicher-Kraftwerk betreffend, erteilt. 1950 erhielt B.D. Djordjevic von Belgrad für den gleichen Erfindungsgegenstand das jugoslawische Patent Nr. 17374. Djordjevic meldete seine Erfindung später noch in zahlreichen westlichen Ländern an.

Bis nach 1970 hat Stal-Laval an Gasturbinenkonferenzen und in Aufsätzen für das Luftspeicher-Kraftwerk geworben. Die Sache entwickelte sich aber in Schweden nicht über die Projektierungsphase hinaus. B.D. Djordjevic war als Privatmann darauf angewiesen, zur Verwirklichung seiner Idee einen Gasturbinenhersteller für diese zu gewinnen. Zu diesem Zweck besuchte er über eine längere Zeitspanne regelmässig die Firmen Sulzer, Escher-Wyss und Brown Boveri in der Schweiz. Seine Ausführungen wirkten jedoch zu wenig realistisch und überzeugend, als dass sich eine dieser Firmen veranlasst gesehen hätte, sich auf seine Empfehlung hin eingehender mit dem Thema «Luftspeicher-Kraftwerke» zu befassen.

Um 1960 riet B. Wood von Merz & McLellan Brown Boveri, die Möglichkeit des Baues von Luftspeicher-Kraftwerken näher zu untersuchen. Dieser Empfehlung wurde Folge geleistet. Dabei zeigte sich bald, dass die sich stellenden Probleme und offenen Fragen ebenso sehr beim Luftspeicher wie bei den Maschinen liegen würden. Ohne wenigstens einen vorläufigen Wert für die Kosten eines Luftspeichers zu haben, schien es wenig sinnvoll, sich weiter mit dem Thema zu befassen. Deshalb wandte sich Brown Boveri an die benachbarte Firma Motor Columbus in Baden, die im Bau von unterirdischen Kavernen und Druckstollen für Wasserkraftanlagen viel Erfahrung besass. Diese legte daraufhin 1963 in einem Bericht dar, wie ein wasserkompensierter Luftspeicher in normalem Fels gebaut

werden könnte, allerdings noch ohne das Problem des «Champagner-Effekts» zu berücksichtigen. Der guten Abdichtung der Kaverne jedoch wurde viel Aufmerksamkeit geschenkt, indem, wie im Druckstollenbau üblich, eine Auskleidung der Kavernenwand unter Benützung einer Metall- oder Kunststoff-Folie vorgesehen war. Auch mit dieser teuren Auskleidung fielen die geschätzten Kosten des Speichers so aus, dass man zum Schluss kommen musste, der Bau eines Luftspeicher-Spitzenkraftwerkes von z.B. 200 MW und 4 h Turbinen-Betrieb pro Speicherladung wäre wirtschaftlich sinnvoll.

Trotzdem interessierte sich damals noch keine Elektrizitäts-Gesellschaft für diese Art der Spitzenenergieerzeugung.

Nachdem in Dänemark bekannt wurde, dass sich im dortigen Untergrund an einigen Stellen grosse Salzfelsen befänden, die sich gut zur Herstellung dichter unterirdischer Kavernen eignen würden, begann sich die dänische Elektrizitäts-Gesellschaft ELSAM in Kopenhagen gegen Ende der 60er Jahre mit dem Projekt eines Luftspeicher-Kraftwerkes zu befassen. Brown Boveri Baden machte hiezu Vorprojekte für den maschinellen Teil. Allerdings verlor ELSAM dann das Interesse daran, sprach jedoch mit der benachbarten Nordwestdeutschen Kraftwerke AG (NWK) in Hamburg, die mit ELSAM im Netzverbund stand, über diese Pläne. Da auch in Norddeutschland grosse unterirdische Salzfelsen vorhanden sind, übernahmen die NWK die Idee eines Luftspeicher-Kraftwerkes von ELSAM. Sie beauftragten 1970 Brown Boveri Mannheim mit der Ausarbeitung einer entsprechenden Studie, die 1973 zur Erteilung des Auftrages zum Bau des ersten Luftspeicher-Kraftwerkes der Welt in Huntorf bei Bremen führte. Als Vollastleistung im Turbinenbetrieb wurden 290 MW an den Generatorklemmen garantiert. Die Gesamtplanung des oberirdischen Teils der Anlage lag in den Händen von Brown Boveri Mannheim, die auch die für den Turbinen- und Generatorbetrieb nötige maschinelle Einrichtung lieferte, während der Verdichterteil von Sulzer Escher-Wyss Ravensburg übernommen wurde. Da es sich wegen des hohen Eintrittsdruckes sowohl bei der Turbine als auch bei der Hochdruck-Brennkammer um Erstauführungen handelte, war Brown Boveri Baden als Berater an der Entwicklung dieser Komponenten beteiligt. Das Luftspeichersystem, bestehend aus zwei Kavernen in Salzfels, führte die Kavernen Bau- und Betriebs-GmbH (KBB) in Hannover aus.

Der Bau des Luftspeicher-Kraftwerkes Huntorf belebte insbesondere in den USA das Interesse an Anlagen dieser Art. Dort besteht in weiten Gebieten ein Bedürfnis für elektrische Kraftanlagen, die z.B. die in der heissen Sommerzeit durch die Klimaanlage entstehenden breiten Tagesspitzen im Stromverbrauch zu decken vermögen. Luftspeicheranlagen scheinen hierfür geeignet. Bereits während des Baues der Anlage Huntorf entstanden daher auch in den USA entsprechende Studien.

In den Jahren 1977–1981 liessen die beiden grossen amerikanischen Elektrizitäts-Gesellschaften Middle South Services Inc., New Orleans, LA (MSS), und Potomac Electric Power Company, Washington, DC (PEPCO), je eine, durch das DOE und das EPRI mitfinanzierte, genauere Projektstudie ausarbeiten. Damit war die Frage zu beantworten, ob Luftspeicher-Kraftwerke eine wirtschaftliche und betriebliche Verbesserung im Gesamtverband aller Kraftanlagen dieser Gesellschaften bringen könnten. Der Hauptunterschied zwischen den beiden Studien bestand darin, dass MSS Salzkavernen [4], PEPCO dagegen wasserkompensierte Felskavernen im Gneis [5] als Luftspeicher vorsahen. Mit der Bearbeitung des maschinellen Teils wurde Brown Boveri beauftragt, für die Luftverdichter unterstützt von Sulzer Escher-Wyss. In Betracht gezogen wurden in beiden Fällen Anlagen von je rund 900 MW Generatorleistung während der Speicherentladung, wobei die Speicherkapazität für 8–10 h Vollast-Leistung vorzusehen war. Die Gesamtleistung war aufgeteilt auf vier Maschineneinheiten von je 220–230 MW.

Aus der Mitarbeit an diesen beiden Studien entstand eine bis 1986 dauernde Beratungstätigkeit von Brown Boveri für das EPRI auf diesem Gebiet. Basierend auf den mit der Anlage Huntorf und den vielen normalen Gasturbinen gewonnenen Erfahrungen, beantwortete Brown Boveri zahlreiche Fragen, die sich dem EPRI bezüglich der Luftspeicheranlagen stellten. Es betraf dies z.B. die Verwendung unterschiedlicher Brennstoffe in der Luftspeicher-Gasturbine, die Lebensdauer der Rekuperatoren zur Luftvorwärmung, Überwachungs- und Sicherheitsfragen bei wasserkompensierten Luftspeichern, Verbesserung des Luftspeicherprozesses u.a.m.

Die vorgenannten Projektstudien, insbesondere im Falle von PEPCO, zeigten, dass sich der Einsatz von Luftspeicheranlagen auch für grosse Elektrizitäts-Gesellschaften lohnen kann.

Die sich damals in den USA ausbreitende wirtschaftliche Rezession bewirkte

		Huntorf	McIntosh
Leistung im Generatorbetrieb	(MW)	290	100–110
Druck vor HD-Turbine	(bar)	43	43
Temperatur vor HD-Turbine	(°C)	550	540
Temperatur vor ND-Turbine	(°C)	825	870
Brennstoffenergie/Generatorenergie		1,62	1,2
Motorenergie/Generatorenergie		0,83	0,82
Brennstoff		Erdgas	Erdgas/Öl
Rekuperator		nein	ja
Verdichterbetrieb pro Ladung	(h)	12	40
Turbinenbetrieb pro Ladung	(h)	3	26 (100MW)
Kavernen-Volumen, total	(m ³)	3,4×10 ⁵	5,4×10 ⁵
Anzahl Kavernen, in Salz		2	1
Verdichter-Enddruck	(bar)	66	62

Tabelle 1. Hauptdaten der Anlagen Huntorf und McIntosh

jedoch, dass gerade diese Gesellschaften bedeutende ungenutzte Überkapazitäten aufwiesen, die den Bau weiterer Anlagen nicht zuliessen. Dagegen wurde bald deutlich, dass bei kleineren Unternehmungen ein Bedürfnis nach Stromerzeugungsanlagen, wie sie ein Luftspeicher-Kraftwerk darstellt, besteht, allerdings mit kleineren Einheitsleistungen. Das EPRI liess deshalb untersuchen, ob zweckmässigerweise für Luftspeicheranlagen nicht auch Maschineneinheiten von 25 oder 50 MW Generatorleistung einzusetzen wären, weil dadurch der Ausbau einer Anlage in kleinen Schritten erfolgen könnte. So würden Überkapazitäten vermieden und kurze Bauzeiten mit niedrigeren Bauzinsen ermöglicht. Auch Brown Boveri erhielt einen entsprechenden Studienauftrag, kam dabei aber zum Schluss, dass z.B. im Falle eines vorgesehenen Endausbaus einer Anlage auf 200 MW, der Ausbau am besten in zwei Schritten zu 100 MW zu geschehen habe, weil sonst die höheren Installationskosten pro kW nicht durch niedrigere Nebenkosten wettgemacht werden können.

Für die Anlage McIntosh in Alabama wird für den Endausbau eine Leistung von etwa 200 MW in Betracht gezogen. Auf Empfehlung des EPRI wurden dafür anfänglich vier 50 MW Turbinen-Generator-Gruppen vorgesehen. Unter dem Einfluss von Brown Boveri wechselte dann der Kunde, die Alabama Electric Cooperative, auf 100–110 MW Einheiten. Mit dieser Maschinengrösse wird die Anlage nun gebaut.

Realisierungsstand

Vorläufig steht also bloss die Anlage Huntorf im Betrieb, während McIntosh im Bau ist. Hier ist das EPRI der wichtigste Berater. In der Tabelle 1 sind die Hauptmerkmale der beiden Anlagen aufgeführt.

Wichtige Parameter der Anlage McIntosh lehnen sich an diejenigen von Huntorf an. Eine neue Komponente ist in McIntosh der Rekuperator, womit gegenüber Huntorf der spezifische Brennstoffverbrauch auf 75% gesenkt wird. Huntorf ist als reine Spitzenanlage konzipiert, die jährlich bloss wenige hundert Betriebsstunden aufweist. In den USA dagegen werden Luftspeicher-Kraftwerke eher als Mittellastanlagen aufgefasst, die tagsüber während etwa 10 h Strom liefern und jährlich gegen 2000 h im Betrieb sein sollen.

Bei niedrigen Speicherkosten ist es vorteilhaft den Luftspeicher so gross zu wählen, dass er nicht täglich voll entladen und aufgeladen wird. In diesem Falle arbeitet die Anlage im Wochenzyklus, d.h., der Speicher ist pro Woche bloss einmal ganz entladen (Freitag abend) und ganz aufgeladen (Montag morgen). Dieser Zyklus ist in McIntosh vorgesehen.

Salzfels verhält sich plastisch. Dies hat zur Folge, dass sich Salzkavernen mit der Zeit verkleinern können. Um dies zu verhüten, darf weder der Kavernenhohlraum noch der Felsdruck zu gross sein. Zudem hängt das Fließverhalten vom Salz selbst ab. Während es in Huntorf u.a. aus diesen Gründen nötig

Leistung im Generatorbetrieb	3×350
	(MW)
Druck vor HD-Turbine	(bar) 46
Temperatur vor HD-Turbine	(°C) 750
Temperatur vor ND-Turbine	(°C) 750
Brennstoffenergie/Generatorenergie	1,22
Motorenergie/Generatorenergie	0,80
Brennstoff	Erdgas
Rekuperator	ja
Verdichterbetrieb pro Ladung	(h) 7
Turbinenbetrieb pro Ladung	(h) 5
Kavernen-Volumen, total	(m ³) 1,5·10 ⁶
Anzahl Kavernen, in Salz	9
Oberer Speicherdruck	(bar) 70
Unterer Speicherdruck	(bar) 50

Tabelle 2. Hauptdaten der geplanten russischen Anlage

Literatur

- [1] H. Hoffeins u.a.: Die Inbetriebnahme der ersten Luftspeicher-Gasturbinengruppe. Brown Boveri Mitteilungen 67 (1980) 8.
- [2] P. Zaugg: Energiespeicherung mit Erdgas und Luft. Bulletin SEV/VSE 77 (1986) 9.
- [3] B. Wood: «Hot air in cold storage.» The Consulting Engineer, Volume 40, Number 11, November 1976, Published by Northwood, London.
- [4] Preliminary Design Study of Compressed-Air Energy Storage in a Salt Dome. Final report for RP 1081-2, prepared by Middle South Services, January 1982. EPRI EM-2210.
- [5] Preliminary Design Study of Underground Pumped Hydro and Compressed-Air Energy Storage in Hard Rock. Final report for RP 1081-1, prepared by Acres American for Potomac Electric Power Co., May 1981. EPRI EM-1589.
- [6] M. Nakhamkin, J. Howard, P. Hoffman, R. B. Schainker: Reheat 110 MW Gas Turbine With Intercooling for Alabama Electric Cooperative CAES Plant. Paper presented at the ASME Cogen-Turbo International Conference, Montreux, August 30-September 1, 1988.

schien, das ganze Kavernenvolumen von 340 000 m³ auf zwei Kavernen aufzuteilen, ist es in McIntosh möglich ein grösseres Volumen mit nur einem Hohlraum zu realisieren.

Vom geplanten russischen Luftspeicher-Kraftwerk

Russische Stellen zeigten ebenfalls Interesse an der Anlage Huntorf. Ihre Experten besuchten das Kraftwerk, stu-

dierten die von Brown Boveri veröffentlichten diesbezüglichen Aufsätze und liessen sich auch in Baden darüber informieren. Dann wurde bekannt, dass in Russland eine Luftspeichieranlage geplant sei. Obschon seither bereits zahlreiche Jahre verflossen sind, scheint aber noch wenig realisiert. Die in Tabelle 2 aufgeführten Daten der in Donbass (Ukraine) vorgesehenen Anlage sind neueren Verlautbarungen des EPRIs entnommen.

Schlussbemerkung

Wenn die Anlage McIntosh 1991 mit Erfolg in Betrieb geht, wird dies der Anwendung der Luftspeichertechnik in der Elektrizitätswirtschaft der USA Auftrieb geben. Nach Aussage von Dr. Robert B. Schainker wird beim EPRI der Energiespeicherung mit Luft nach wie vor unter allen Energiespeicherverfahren für die nächste Zukunft die grösste Bedeutung zugemessen. Denn diese Technik ist weitgehend ausgereift, für grosse Speicherkapazitäten geeignet und im Vergleich mit andern Speicherungsverfahren kostengünstig. Ausserdem bestehen in den USA wohl mehr Möglichkeiten zur Errichtung unterirdischer Luftspeicher als bisher vermutet.

Adresse des Verfassers: P. Zaugg, dipl. Masch.-Ing. ETH, Hirzematte 5, 5400 Baden.

GLOSSAR

<i>Sicherheit</i>	Gewissheit, vor Gefahr(en) geschützt zu sein («Leib und Leben», aber auch hinsichtlich materieller Güter)
<i>Risiko</i> (im allgemeinen Sinn)	Möglichkeit, einen Schaden zu erleiden; Gefahr
<i>Risiko</i> (im engeren Sinn)	Mass für die Grösse einer Gefahr; Funktion von Wahrscheinlichkeit eines schädigenden Ereignisses und Schadenausmass
<i>Akzeptierbares Risiko</i> (Akzeptables Risiko)	Risikowert, der im normativen Sinn für zumutbar erklärt wird (z. B. im Rahmen eines gesellschaftspolitischen Meinungsbildungsprozesses)
<i>Akzeptiertes Risiko</i>	Risiko, das unwidersprochen hingenommen wird
<i>«Objektives» Risiko</i>	Aufgrund eines Tatbestandes mit wissenschaftlichen Methoden feststellbares Risiko
<i>«Subjektives» Risiko</i>	Subjektive Einschätzung der Grösse eines Risikos oder einer Gefahr
<i>Individuelles Risiko</i>	Wahrscheinlichkeit, dass ein Individuum einen bestimmten Schaden erleidet
<i>Kollektives Risiko</i>	Risiko, bzw. Schadenerwartung eines Kollektivs
<i>Freiwilliges Risiko</i>	Risiko, welches freiwillig eingegangen wird (z. B. Klettern)
<i>Aufgezwungenes Risiko</i> (unfreiwilliges Risiko)	Risiko, welchem ein Individuum oder ein Kollektiv ohne eigene Einflussnahme ausgesetzt wird
<i>Restrisiko</i>	Nach Berücksichtigung aller getroffenen Sicherheitsmassnahmen verbleibendes Risiko
<i>Risiko-Aversion</i>	Subjektive Abneigung gegenüber einem Schadenereignis von Katastrophencharakter
<i>Risiko-Analyse</i>	Ermittlung oder Abschätzung eines Risikos mit wissenschaftlichen Methoden, insbesondere der Wahrscheinlichkeit eines schädigenden Ereignisses und des Schadenausmasses
<i>Risiko-Bewertung</i>	Wertung eines Risikos bzw. einer Gefahrensituation aufgrund gesellschaftspolitischer Gesichtspunkte (z. B. im Hinblick auf die Festlegung akzeptierbarer Grenzen)
<i>Schadenpotential</i>	Maximal denkbare Schadenausmass (Red.)