Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 77 (1986)

Heft: 9

Artikel: Energiespeicherung mit Erdgas und Luft

Autor: Zaugg, P.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-904194

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 08.08.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

Energiespeicherung mit Erdgas und Luft

P. Zaugg

Der Ausgleich zwischen den Erdgasfeldern und dem saisonal stark wechselnden Verbrauch wird durch Zwischenschaltung unterirdischer Speicher hergestellt. Diese bestehen meist aus Kavernen in Salz oder anderem Fels oder aus porösen Gesteinsschichten. Die Energie ist als chemische Energie des Gases gespeichert. Speicher gleicher Art sind auch zur Speicherung komprimierter Luft verwendbar. (Druckenergie). Luftspeicheranlagen entsprechen weitgehend den hydraulischen Pumpspeicherwerken.

On établit l'équilibre entre les gisements de gaz et la consommation saisonnière très variable par interposition d'une accummulation souterraine, dans des cavernes avec sel ou d'autres rochers ou couches de pierres poreuses. L'énergie y est accumulée sous forme d'énergie chimique du gaz. Une accumulation analogne peut s'opérer par de l'air comprimé. Les installatioins d'accumulation par de l'air correspondent bien aux usines hydro-électriques à pompage.

Vortrag der SEV-Informationstagung «Energiespeicherung in Grossanlagen» vom 20. März 1986 in Bern.

Adresse des Autors
P. Zaugg, dipl. Ing. ETH, BBC Aktiengesellschaft, Brown, Boveri & Cie., Abt. TCT, 5401 Baden.

1. Einleitung

Erdgas und Luft sind zwar zwei grundsätzlich verschiedene Energieträger. In diesem Aufsatz ist aber zunächst von beiden die Rede, weil zur Speicherung dieser Medien in Grossanlagen die gleichen Speicherarten zur Anwendung kommen. Aus Kosten- und Platzgründen werden diese Speicher in unterirdischen Kavernen oder porösen Gesteinsschichten angelegt. Während mit der Speicherung von Erdgas in unterirdischen Speichern bereits gegen 50 Jahre Erfahrung vorliegen, ist die Speicherung von grossen Luftmengen unter hohem Druck in solchen Speichern relativ neu. Die vorläufig noch einzige Grossanlage dieser Art (Luftspeicherkraftwerk Huntorf, BRD, 290 MWe) steht seit Ende 1978 in kommerziellem Betrieb.

Dieser Aufsatz handelt hauptsächlich von der Energiespeicherung mit Luft. Diese ist, wie die Erfahrungen mit der Anlage Huntorf zeigen, eine, wenigstens beim Salzspeicher, bereits voll ausgereifte und zuverlässige Methode der Energiespeicherung. Speicherseits ist diese Ausgereiftheit und Zuverlässigkeit hauptsächlich den Erfahrungen mit den Erdgasspeichern zu verdanken. Im nachstehenden Abschnitt wird deshalb kurz auf die Erdgasspeicherung eingegangen.

2. Erdgasspeicherung

Mit zunehmender Verwendung des Erdgases in Industrie und privaten Haushalten stellte sich auch die Frage nach der Möglichkeit der Speicherung dieses Energieträgers. An den Erdgasquellen fällt ja das Gas in ziemlich kontinuierlichen Mengenströmen an, während der Verbrauch zeitlich stark schwankt. In den USA, z.B., findet ein grosser Teil des Erdgases zur Raumheizung Verwendung. Dadurch wird es hauptsächlich im Winter verbraucht, und die im Sommer anfallende Menge muss gespeichert werden. Viele Erdgas-Speicherzyklen sind daher Jahreszyklen, wobei die Speicheraufladung etwa 7 Monate dauert und die Entladung etwa 4 Monate, mit etwa 1 Monat Stillstand. Jährliche Speicherzyklen erfordern sehr grosse Speicherkapazitäten. Solche verlangt auch die gesetzlich vorgeschriebene Notstandsspeicherung, z. B. in den Ländern der Europäischen Gemeinschaft (EG). Als Erdgasspeicher haben sich unterirdische Speicher als zweckmässig erwiesen. Diese treten nach aussen nicht in Erscheinung und sind kostengünstig. Zur Reduktion des erforderlichen Speicherraumes arbeiten sie mit erhöhtem Druck (20–280 bar). Der nötige Hohlraum wird dabei hauptsächlich wie folgt geschaffen:

a) In mächtigen Salzablagerungen werden Kavernen ausgesolt. Solche Kavernen können einen Nutzinhalt von bis zu $5 \cdot 10^5$ m³ haben. Das Salzgestein erweist sich als absolut dicht. Der anwendbare obere Gasdruck ist durch die Festigkeit des überlagernden Gesteins bestimmt.

b) In porösen und durchlässigen Gesteinsschichten, deren Poren im Naturzustand mit Wasser gefüllt sind, wird über zahlreiche Einspeisebohrungen Erdgas eingepumpt. Hierbei wird das Porenwasser weitgehend verdrängt. Damit ein einmal erreichtes Gasvolumen seine Grösse im Mittel behält, muss der mittlere Speicherdruck des Gases dem ursprünglichen Wasserdruck in der Speicherschicht entsprechen.

Bezüglich der in Erdgasspeichern gespeicherten Energie ist zu erwähnen, dass diese in der chemischen Energie des Gases besteht und durch dessen Heizwert (unterer Heizwert z. B. 45–50 MJ/kg) ausgedrückt wird. Die Kompression des Erdgases auf hohen Druck erhöht zwar dessen Energieinhalt. Diese Zunahme (Druckenergie) erreicht jedoch maximal 2% des Heiz-

wertes und wird zur Deckung der Druckverluste in Leitungen, Regelorganen und Brennern verwendet.

3. Energiespeicherung mit Luft

Die Exergiedichte komprimierter Luft

Beim Erdgas ist die Energie chemisch gespeichert, komprimierter Luft dagegen wird ihr Energiegehalt physikalisch aufgeprägt. Oben ist erwähnt, dass beim Erdgas, trotz Kompression auf gegen 300 bar, der physikalische Energieanteil kaum 2% des Heizwertes ausmacht. Daraus wird klar, dass die Energiedichte komprimierter Luft im Vergleich zu Erdgas niedrig ist. Es stellt sich deshalb zunächst die Frage, ob es sinnvoll sei, an Energiespeicherung mit Luft zu denken. Da Wasser ein längst eingeführtes Medium zur Energiespeicherung ist, soll dessen Energiedichte zum Vergleich herangezogen werden. Auf Kurve a in Figur 1 ist die aus 1 m³ Wasser bei verlustloser Umwandlung gewinnbare mechanische oder elektrische Energie (Exergie) in Funktion des Druckes dargestellt (hier hydrostatischer Druck zwischen Speichersee und Kraftwerk). Nach Kurve b beträgt die Exergiedichte der Luft pro m³ Speicherraum das Drei- bis Vierfache derjenigen von Wasser. Wird die Luft nach der Entnahme aus dem Speicher vor der Expansion auf 800 °C erwärmt, so steigt deren Exergiedichte im Vergleich zu Wasser sogar auf das Sieben- bis Neunfache (Kurve c). Wie der Vergleich mit Kurve d zeigt, ist die Luft möglichst kalt zu speichern, um den Speicherraum klein zu halten. Kurven a bis d setzen konstanten Druck im Speicher voraus. Bleibt das Speichervolumen konstant und verändert sich dagegen der Speicherdruck zwischen «voll» (ps_2) und «leer» (ps_1), so ergeben sich die Werte von Kurve e. Aus Figur 1 folgt somit, dass Luftspeicheranlagen für den gleichen Generatorenergiebetrag grundsätzlich merklich weniger Speicherraum benötigen als hydraulische Pumpspeicheranlagen.

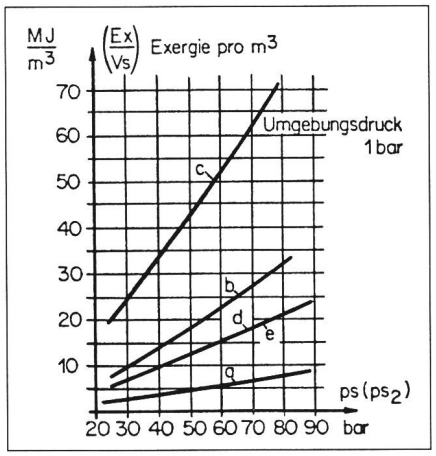


Fig. 1 Exergiedichte von Luft und Wasser

a Wasser
b Luft von 40 °C
c Luft mit 40 °C gespeichert, aber nach der Entnahme aus dem Speicher auf 800 °C erhitzt
d Luft mit 800 °C gespeichert

Die Kurven a bis d gelten für konstanten Speicherdruck p während der Entladung

e Luft mit 40 °C gespeichert, nach der Entnahme auf 800 °C erhitzt. Speichervolumen V konstant, Speicherdruck sinkt vom oberen Wert p_{S2} auf den unteren p_{S1}, wobei $p_{S2}/p_{S1} = 1{,}5$. Die Zahlenwerte decken sich praktisch mit denjenigen von Kurve d.

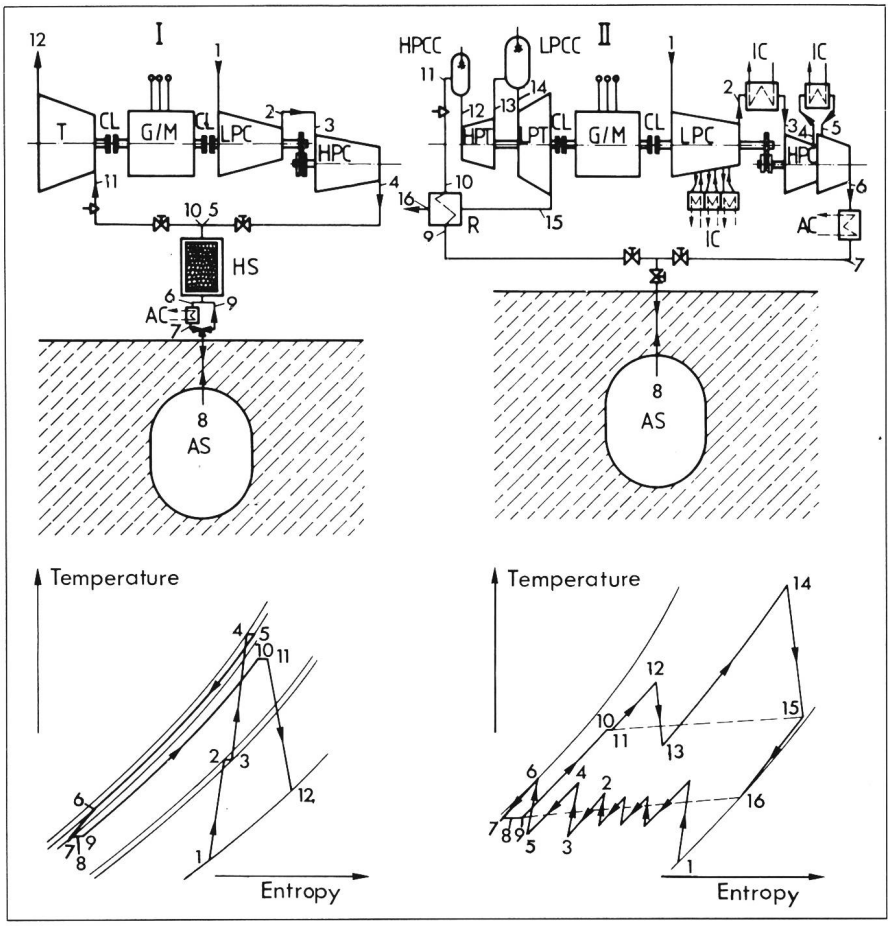


Fig. 2 Luftspeicherprozesse

I Adiabate Anlage II Diabate Anlage

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

4. Luftspeicherprozesse [1; 2]

Von den zahlreichen Möglichkeiten der Durchführung eines Luftspeicherprozesses seien die auf Figur 2 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), und die in diesem Falle ohne Zwischenkühlung komprimierte Luft wird während des Ladevorganges vor ihrem Eintritt in den Luftspeicher AS in einem Wärmespeicher HS abgekühlt. Während des Turbinenbetriebes heizt sich dann die dem Speicher entströmende Luft vor dem Eintritt in die Turbine im Wärmespeicher wieder auf. Eine solche Anlage wäre somit

das pneumatische Analogon zur hydraulischen Pumpspeicheranlage. Die adiabate Anlage ist in dieser Form noch nicht baureif. Weil sie aber oft als anzustrebender Idealfall dargestellt wird, sei sie hier berücksichtigt.

Variante II betrifft die *diabate Luftspeicheranlage*. Diese entspricht im Prinzip der Anlage Huntorf und ist dadurch gekennzeichnet, dass die Verdichtung der Luft zur Speicherladung über Zwischenkühler erfolgt und während des Turbinenbetriebes die Luft in einer HD- und einer ND-Brennkammer mit Brennstoff erhitzt wird. Die Hauptmaschinen dieser Variante bestehen alle aus erprobten Standardkomponenten, und deshalb steht für weitere Realisierungen vorläufig nur diese Variante zur Diskussion. Allerdings handelt es sich hierbei nicht mehr um eine reine Speicheranlage, weil ein Teil der erzeugten Generatorenergie aus dem Gasturbinenbrennstoff kommt. Der etwas komplizierte Energiehaushalt solcher Anlagen wird noch besprochen werden.

Kriterien zur Beurteilung von Luftspeicherprozessen

Folgende vier Kennzahlen bilden eine wichtige Hilfe zum Vergleich verschiedener Luftspeicherprozesse:

$$\frac{\text{Generatorenergie}}{\text{Luftmasse durch Turbine}} = \frac{E_{gen}}{m_a}\left[\frac{\text{MJ}}{\text{kg}}\right]$$

$$\frac{\text{Generatorenergie}}{\text{Speichervolumen}} = \frac{E_{gen}}{V_s}\left[\frac{\text{MJ}}{\text{m}^3}\right]$$

$$\frac{\text{Brennstoffenergie}}{\text{Generatorenergie}} = \frac{E_f}{E_{gen}}$$

$$\frac{\text{Motorenergie}}{\text{Generatorenergie}} = \frac{E_{mot}}{E_{gen}}$$

Die Bedeutung dieser Kenngrössen liegt darin, dass sie für eine geforderte Generatorenergie E_{gen} pro Speicherladung entweder die Abmessungen der Anlage und damit die Investitionskosten oder dann die Betriebskosten mitbestimmen. E_{gen}/m_a ist massgebend für die Abmessungen der Verdichter und Turbinen, E_{gen}/V_s für die Grösse des Luftspeichers, während E_f/E_{gen} die in den Brennkammern der Speicherturbine erforderliche Brennstoffmenge und E_{mot}/E_{gen} die nötige Pumpenergie angeben. Diese letzte Kennzahl ist bei Variante I immer $>1{,}0$. Dafür ist hier $E_f = 0$. Bei Variante II wird $E_{mot}/E_{gen} < 1{,}0$. Die Tabelle I zeigt eine Gegenüberstellung verschiedener Zahlenwerte (Konstantdruckspeicher).

Kennzahlen der Konstantdruckspeicher — Tabelle I

Variante	Adiabat	Diabat	Hydraulische Pumpspeicherung
Speicherdruck bar	20–50	50	Gefälle: 500 m
E_{gen}/m_a MJ/kg	0,37–0,65	0,7–0,83	–
E_{gen}/V_s MJ/m³	7,8–34	39–46	4,4
E_{mot}/E_{gen} MJ/MJ	1,35–1,30	0,75–0,65	1,35–1,30
E_f/E_{gen} MJ/MJ	0	1,19–1,15	–

Der Energiehaushalt der diabaten Anlage [3]

Dieser wird am besten anhand eines Beispiels erklärt. Figur 3 zeigt das Schema einer 222-MW-Luftspeicheranlage und Figur 4 deren Energiefluss.

Um den Energiefluss in Energieumwandlungsanlagen richtig zu verstehen, ist zu beachten, dass Energie im allgemeinen aus zwei Anteilen besteht, die als Exergie und Anergie bezeichnet werden. Es ist also

Energie = Exergie + Anergie

Dabei kann Exergie grundsätzlich voll, Anergie dagegen gar nicht in mechanische oder elektrische Arbeit umgewandelt werden. Allerdings ist die Aufteilung eines Energiestromes in diese beiden Anteile nicht immer sinnvoll. Dies gilt hier z. B. für die im Kühlturm abzuführende Wärme und die auf die Umgebungstemperatur bezogene Enthalpie des ND-Turbinenabgases. Diese Mischströme sind als solche direkt messbar, und ihr Exergieanteil kommt für die Umwandlung in elektrische Energie ohnehin nicht in Frage. In Figur 4 ist deshalb die Exergie der Luft und des Turbinenverbrennungsgases nur so weit berücksichtigt, als eine Umwandlung in mechanische und elektrische Energie noch stattfindet, also dort, wo der Druck dieser Medien den Umgebungsdruck merklich übersteigt.

Figur 4a zeigt den Energiefluss im Verdichterbetrieb, also während der Speicheraufladung. Daraus ist anschaulich ersichtlich, wie sich die vom Motor in die Verdichtergruppe fliessende mechanische Energie nach und nach in Druckenergie (Exergie) der Luft umwandelt, wobei auch Verluste entstehen. Wichtig ist dabei die Erkenntnis, dass der grosse Wärmestrom, den der Kühlturm an die Umgebung abgibt, nur zum kleineren Teil aus der Motorleistung stammt. Der grössere Teil kommt bereits aus der Umgebung und bedeutet deshalb keine Wärmebelastung für diese. Die zwischengekühlte Verdichtergruppe arbeitet also ähnlich einer Wärmepumpe.

Im Turbinenbetrieb (Figur 4b) tritt die Luft aus dem Speicher mit einem etwas verminderten Exergieinhalt vor den Rekuperator (wegen Reibungs- und Wärmeverlusten). In diesem werden jedoch die Exergie- und Anergieanteile der Luft durch die Turbinenabgase erhöht. In den Turbinenbrennkammern finden weitere Erhöhungen der Gasexergie und -anergie statt. Beim Turbinenbetrieb stellt sich nun die Frage, welcher Anteil der erzeugten Generatorenergie aus dem Luftspeicher und welcher aus dem Turbinenbrennstoff stamme. Durch eine einfache Überlegung lässt sich zeigen [3], dass die Exergie der Luft vor dem Rekuperator voll als mechanische Energie an der Turbinenkupplung erscheint. Die im Turbinensystem entstehenden Verluste werden ganz von der Brennstoffenergie gedeckt. Bei einer Anlage gemäss Figur 3 sind deshalb etwa 43% der erzeugten Generatorenergie gespeichert und etwa 57% entstehen aus dem Turbinenbrennstoff.

5. Luftspeicher

Die wichtigsten Komponenten eines Luftspeicherkraftwerkes sind wohl die Turbomaschinen samt Zubehör und der Luftspeicher. Bezüglich der Turbomaschinen sei auf die umfassende Literatur verwiesen [4...8].

Als Luftspeicher kommen in erster Linie folgende drei Ausführungsarten in Frage:

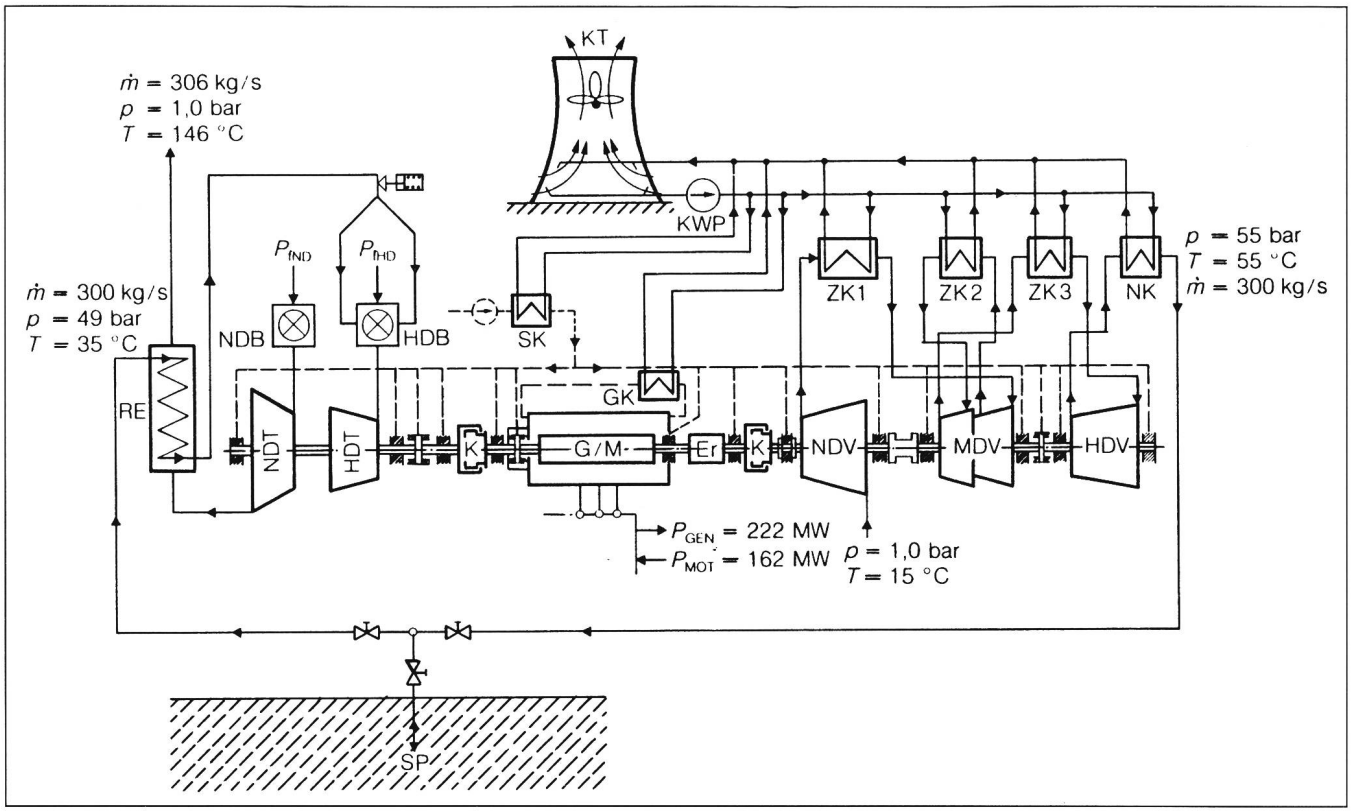


Fig. 3 Schema des maschinellen Teils einer 220-MW-Luftspeicheranlage

G/M	Generatormotor	SK	Schmierölkühler	$\dot{m}$	Luftmassenstrom
Er	Erreger	KWP	Kühlwasserpumpe	p	Luftdruck
K	Automatische Kupplungen	KT	Kühlturm	Brennstoffleistung:	
NDV	Niederdruckverdichter	HDT	Hochdruckturbine	$P_f = P_{fHD} + P_{fND} = 263{,}5$ MW	
MDV	Mitteldruckverdichter	NDT	Niederdruckturbine	Wärmeleistung der Kühler:	
HDV	Hochdruckverdichter	HDB	Hochdruckbrennkammer	$\dot{Q}_{ZK1} = 70{,}5$ MW; $\dot{Q}_{ZK2} = 24{,}6$ MW;	
ZK1	Zwischenkühler 1	NDB	Niederdruckbrennkammer	$\dot{Q}_{ZK3} = 24$ MW; $\dot{Q}_{NK} = 27{,}3$ MW;	
ZK2	Zwischenkühler 2	RE	Rekuperator	$\dot{Q}_{GK} = 3$ MW; $\dot{Q}_{SK} = 3$ MW	
ZK3	Zwischenkühler 3	SP	Speicher	Abgasverlust im Kamin: $\dot{Q}_A = 41{,}3$ MW	
NK	Nachkühler	T	Lufttemperatur		
GK	Generatorkühler				

a) In Salzablagerungen ausgesolte Kavernen
b) Poröse und durchlässige geologische Schichten (Aquifere)
c) In festem Fels bergmännisch 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 diesen Erfahrungen profitiert werden.

Ein Speichersystem nach c) ist theoretisch der ideale Luftspeicher, weil es weitgehend konstanten Speicherdruck liefert und deshalb das kleinste Speichervolumen benötigt. Praktische Erfahrungen mit einer Grossausführung dieser Speicherart liegen jedoch noch kaum vor.

5.1 Salzkavernenspeicher [9]

Im Verlauf der letzten 280 Mio Jahre der Erdgeschichte fanden an vielen Orten der Erdoberfläche Überflutungen durch Meerwasser statt, das dann verdampfte und u.a. Steinsalzablagerungen (NaCl) hinterliess. Diese Salzschichten sind stellenweise über 1000 m dick. Salzgestein besitzt ideale Voraussetzungen zur Anlage von Speicherkavernen im Tiefsolverfahren. Seine Löslichkeit gestattet die Auflösung vom Bohrloch aus, und seine felsmechanischen Eigenschaften erlauben grosse Hohlräume. Salzgestein ist dicht und praktisch undurchlässig für Gase und Flüssigkeiten. In Figur 5 ist der Solvorgang schematisch dargestellt. In einer Bohrung werden zwei konzentrisch angeordnete Rohre eingebaut. Durch das innere Rohr nach unten gepumptes Süsswasser löst das Salz und sättigt sich damit. Die so entstandene Sole steigt im äusseren Rohr hoch und wird, wo möglich, direkt ins Meer geleitet oder unterirdisch verpresst. Die sich beim Solvorgang bildende Kavernenkontur wird mit Echolot kontrolliert. Zur Steuerung der entstehenden Kavernenform wird ein Schutzmedium (z. B. Rohöl oder Propan) verwendet, das spezifisch leichter ist als das Wasser und sich gegenüber dem Salz neutral verhält. Dadurch lässt sich die Lage des Solespiegels nach oben begrenzen und die Tiefenlage der Kavernenkuppel festhalten. Der zur Aussolung einer Salzkaverne erforderliche Süsswasserbedarf beträgt rund 10 m³ Wasser pro m³ Kavernenhohlraum.

Für den Luftspeicherbetrieb der Kaverne interessiert auch die Thermodynamik der Luft in einem solchen Hohlraum mit konstantem Volumen. Hierzu ist zwischen dem Lade- und dem Entladevorgang zu unterscheiden. Während der Speicheraufladung tritt die Luft, durch den Nachkühler nach den Verdichtern (Fig. 2 und 3) zurückgekühlt, mit konstanter Temperatur T_k in den Speicher ein. Dadurch übersteigt die Lufttemperatur T_s im Speicher auch bei beliebig hohem Speicherenddruck einen gewissen Grenzwert nicht. Dieser kann vereinfachend

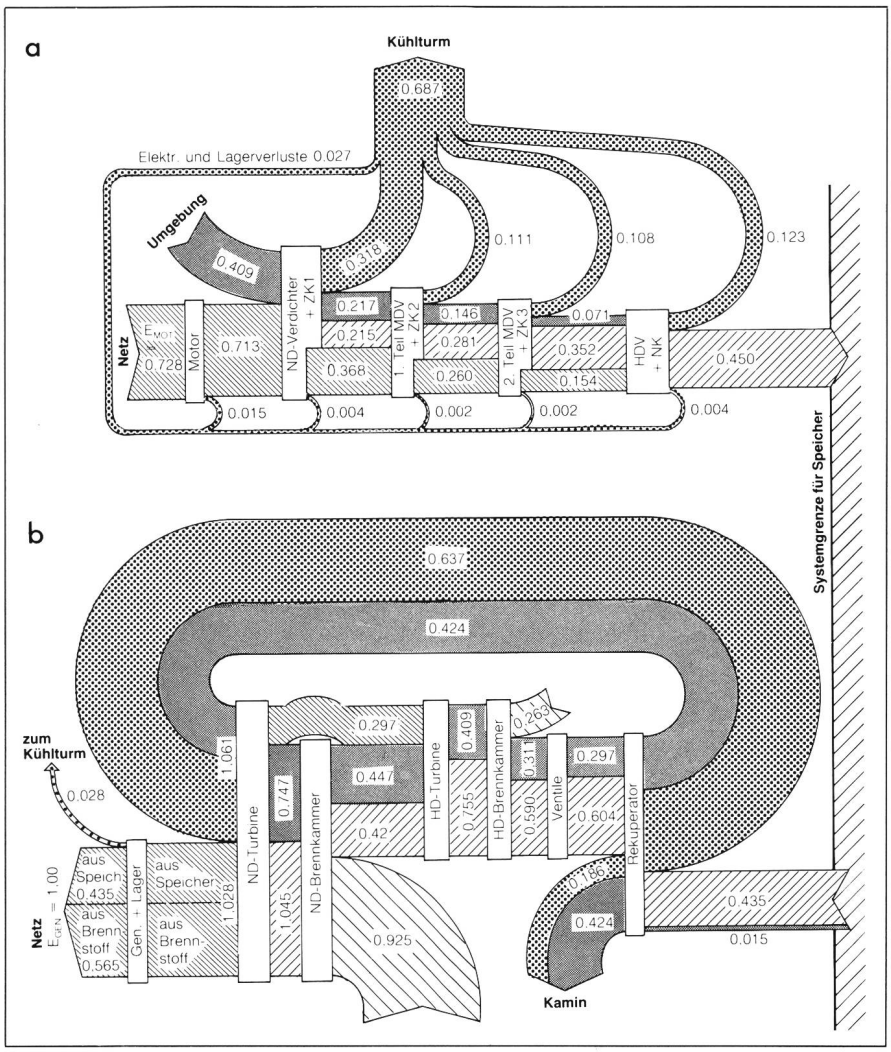


Fig. 4 Energieflussbild einer Luftspeicheranlage

a Verdichterbetrieb b Turbinenbetrieb

Alle Energieströme (Zahlenwerte) sind auf P_{Gen} = 222 MW von Figur 3 bezogen

Wärme, Abgasenthalpie, enthält Exergie und Anergie

Reine Anergie der Luft oder des Gases, nicht messbar

Mechanische oder elektrische Energie

Exergie der Luft oder des Gases

Brennstoffenergie

durch folgende Gleichung angegeben werden [1]:

$$T_{smax} = T_K \cdot \kappa / Z + (1 - 1/Z) \cdot T_w \qquad (1)$$

Hierin bedeuten ausserdem:

- T_w Kavernenwandtemperatur (mittlere Felstemperatur)
- κ 1,4 = Verhältnis der spezifischen Wärmekapazitäten der Luft
- Z $1 + A \cdot k / \dot{m}_k \cdot C_v$ gibt den Einfluss der Kavernenwand an, mit
- A Oberfläche der Kavernenwand,
- k Wärmedurchgangszahl von Luft bis Wandtiefe, wo mittlere Felstemperatur vorliegt
- $\dot{m}_k$ Luftmassenstrom der Verdichter
- C_v spezifische Wärmekapazität der Luft bei konstantem Volumen.

Mit T_k = 40 °C ≙ 313 K, T_w = 20 °C ≙ 293 K und Z = 5 errechnet sich die maximale Lufttemperatur bei der ersten Füllung zu T_{smax} = 49 °C. Gemessen wurde in Huntorf 46 °C nach Aufladung von 1 bar auf 40 bar. Ohne Wandeinfluss (k = 0, Z = 1) würde mit T_k = 40 °C, T_{smax} = 165 °C. Bei der ersten Füllung verläuft somit die Zustandsänderung der Luft in der Kaverne weitgehend isotherm. Wie die Betriebsmessungen in Huntorf zeigen, trifft dies im Turbinenbetrieb nicht zu. Da der Luftbedarf im Turbinenbetrieb die Kavernengrösse bestimmt, ist für die Bestimmung des nötigen Speichervolumens V_s vorsichtshalber adiabates Verhalten des Speichers anzunehmen, sonst könnte V_s bis gegen 40% zu klein ausfallen: Ist Δm_s die Luftmasse, die pro Zyklus dem Speicher zu entnehmen ist, so wird [1]:

$$V_s = \frac{\kappa \cdot R \cdot T_k}{(P_{s2} - P_{s1})} \cdot \Delta m_s \qquad (2)$$

R = Gaskonstante der Luft, P_{s2}, P_{s1} Druckgrenzen im Speicher, z.B. 72/48 bar. Die Überwachung des Salzkavernenspeichers im Betrieb ist sehr einfach. Hierzu genügt die Drucküberwachung. Allerdings soll auch der Druckgradient einen gewissen Grenzwert nicht überschreiten.

5.2 Aquiferspeicher [10; 11]

Wie erwähnt, werden solche Speicher in porösen und durchlässigen Gesteinsschichten angelegt, deren Poren im unberührten Zustand mit Wasser gefüllt sind. Die Speicherschicht besteht vielfach aus Sandstein, und wie

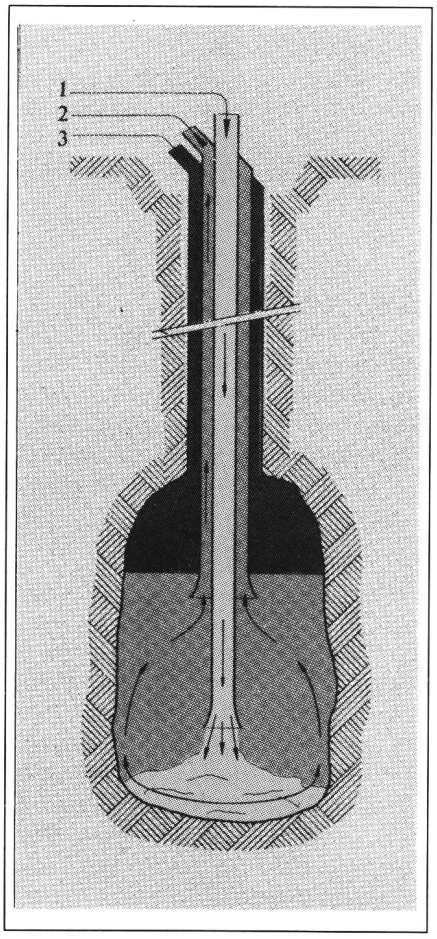


Fig. 5 Schematische Darstellung des Solvorganges für die Herstellung einer Speicherkaverne in Salzgestein

1 Süsswasser 2 Sole 3 Schutzmedium

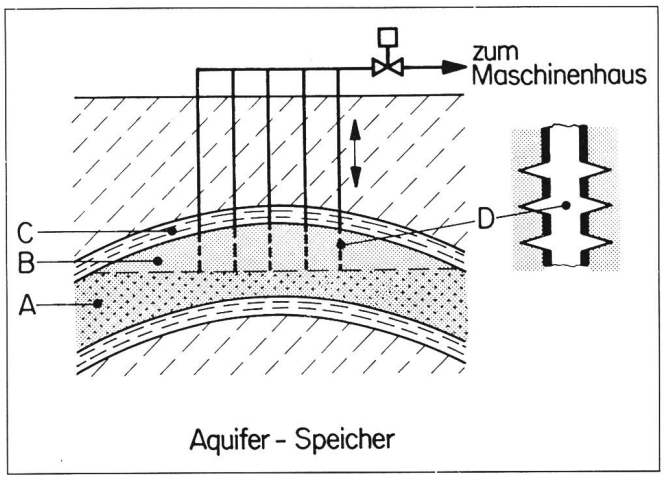


Fig. 6
Aquiferspeicher
A poröse Speicherschicht, Poren mit Wasser gefüllt
B luftgefüllte Poren
C luftdichte Deckschicht
D im Speicherbereich perforierte Rohre

die schematische Darstellung in Figur 6 zeigt, ist der Speicher in einen Wellenberg (Antiklinale) zu legen, damit das zu speichernde gasförmige Medium sicher gefangen bleibt. Eine wichtige Voraussetzung ist zudem, dass die Deckschicht (z. B. Tonstein) bei den vorgesehenen Speicherdrücken 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. Beim ersten Aufladen mit Luft ist das Wasser aus den Gesteinsporen zu verdrängen. Hierzu ist ein Druck nötig, der ausser dem statischen Wasserdruck die Strömungswiderstände in den Leitungen und in der Speicherschicht selbst sowie die Kapillarkräfte in den Poren überwindet. Dieser Druckschwellwert zur Überwindung der Kapillarkräfte ist in der Speicherschicht nur gering. Zudem entfällt er im Betrieb, sobald die Speicherblase ausgebildet ist. Dagegen muss er in der Deckschicht sehr hoch sein, hier gewährleistet er deren Dichtheit. Im Mittel soll der Druck in der Speicherblase dem Wasserdruck im unberührten Aquifer entsprechen, damit die Blase ihr Volumen beibehält. Im Luftspeicherbetrieb verhält sich die Speicherblase weitgehend wie ein Konstantvolumenspeicher. Wegen den grossen Berührungsflächen zwischen Gestein und Luft verläuft die Zustandsänderung der letzteren praktisch isotherm. Die Anzahl der Anspeiseleitungen richtet sich nach dem gewünschten Luftmassenstrom und nach der Durchlässigkeit der Speicherschicht. Niedrige Durchlässigkeit erfordert mehr Anspeisungen.

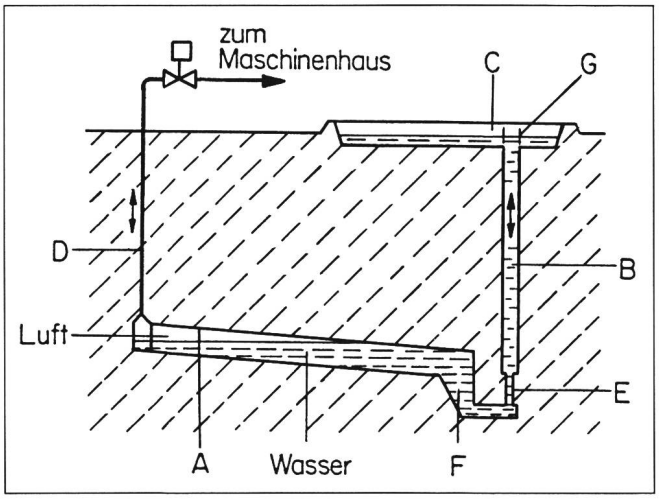
Beim Kavernenspeicher ist der Turbinenmassenstrom praktisch durch die Turbine allein bestimmt. Beim Aquiferspeicher dagegen beeinflusst der Speicher diesen Massenstrom merklich. Um eine bestimmte Luftmasse in gegebener Zeit verarbeiten zu können, müssen insbesondere Turbine, Speicher und Leitungssystem aufeinander abgestimmt sein. Dazu liegen Computerprogramme vor [11]. Dadurch sind auch mit dieser Speicherart verlustarme Anlagen möglich.

5.3 Wasserkompensierte Felskavernen [12; 13]

In vielen Gegenden hat es weder Aquifere noch genügend mächtige Salzablagerungen. Dagegen gibt es mancherorts, wo diese geologischen Formationen fehlen, festen Fels (Granit, Gneis, Kalkfelsen) im Untergrund, in dem mit bergmännischen Verfahren Speicherkavernen hergestellt werden können. Solche Kavernen sind aber teuer, und um das erforderliche Kavernenvolumen minimal zu halten, ist oberirdisch ein Wasserausgleichsbecken vorzusehen, aus dem während der Entladung Wasser in die Kaverne nachfliesst und die Luft ausschiebt. Dabei kann praktisch der ganze Luftinhalt zur Energieerzeugung aufgebraucht werden. Dies reduziert das nötige Kavernenvolumen für den gleichen Generatorenergiebetrag gegenüber der Salzkaverne auf 25–35%. Bei der Aufladung dieses Systems wird etwa ein Viertel der gespeicherten Exergie auf das Wasser übertragen, während der Hauptanteil (etwa 75%) als Druckenergie in der Luft bleibt.

Bei wasserkompensierten Kavernen steht dauernd Luft von hohem Druck mit Wasser in Berührung. Dadurch wird Luft vom Wasser absorbiert. Bei 50 bar ist im Sättigungsfall das absorbierte Luftvolumen (bezogen auf Umgebungsdruck) so gross wie das Wasservolumen selbst. Wird während des Aufladevorganges luftgesättigtes Wasser von der Kaverne A (Fig. 7) ins Ausgleichsbecken C geschoben, so scheidet sich Luft unter heftiger Blasenbildung bereits im Wasserschacht B aus, was hier einen Auftrieb bewirkt und das Gleichgewicht zwischen der Wassersäule und dem Speicherdruck gefährdet. Diese Erscheinung, die den Namen «Champagner-Effekt» erhielt, ist besonders vom United Technologies Research Center, East Hartfort, USA, untersucht worden. Dabei zeigte sich, dass bei Ausbildung des U-Rohres E als Drosselstelle die Instabilität auf eine ziemlich harmlose Wasserschwingung reduziert wird. Trotzdem wird ein zu grosser Luftgehalt im Wasser den Betrieb eher erschweren als erleichtern. Deshalb ist bereits bei der Gestaltung der Kaverne dafür zu sorgen, dass die Luftaufnahme minimiert wird, z. B. indem die Kavernentunnels eine gewisse Neigung aufweisen, so dass wenigstens im aufgeladenen und

Fig. 7
Wasserkompensierte Felskavernen
A Kaverne (mehrere parallele Tunnels)
B Wasserschacht
C Wasser-Ausgleichsbecken
D Luftleitung
E U-Rohr mit Drosselstelle
F Sumpf
G Abschliessbarer Wassereinlauf



entladenen Zustand die Berührungsfläche zwischen Wasser und Luft klein bleibt.

Wichtig ist die Überwachung der Kaverne [12]. Da die Druckdifferenz zwischen «voll» und «leer» klein sein soll, ist der Ladezustand des Speichers durch das Wasserniveau in der Kaverne bestimmt. Die Lage des Wasserspiegels muss also jederzeit genau und zuverlässig angegeben werden. Ferner ist die Tiefe des U-Rohres E mit Rücksicht auf die Sicherheit gegen das Ausblasen durch die Verdichter zu wählen. Wird zudem das Volumen des Sumpfes F so vorgesehen, dass das Wasser des Schachtes B darin Platz findet, so lässt sich die Kaverne für Inspektionen begehbar machen.

Zur Abdichtung der Kaverne schlägt Motor-Columbus [13] eine Auskleidung vor. Um diese Zusatzkosten zu vermeiden, wird dagegen in den USA angestrebt, das umgebende Grundwasser zur Dichtung zu benützen.

6. Vergleich mit hydraulischen Pumpspeicheranlagen

Da man, im Gegensatz zu hydraulischen Speicheranlagen, für den Bau von Luftspeicheranlagen nicht auf topographische Höhendifferenzen angewiesen ist, lassen sich diese gut in flachen Gegenden realisieren. Zwar wird auch der Bau von hydraulischen Untergrundspeicheranlagen in Betracht gezogen [14], aber für diese wäre der bauliche Aufwand ungleich höher als für Luftspeicher. Auch der oberirdische Platzbedarf, und damit der Eingriff in die Landschaft, ist bei der Luftspeicheranlage deutlich geringer. Luftspeicherzyklen sind meist Tageszyklen, allenfalls auch Wochenzyklen. In den USA wird oft eine Turbinenbetriebszeit von 10 h pro Tag gefordert. Den Eigenheiten der thermischen Turbomaschinen zufolge lassen sich diese nicht so kurzzeitig wie hydraulische von einer Betriebsweise auf die andere umstellen. Der Übergang vom Turbinen- auf Verdichterbetrieb z.B. dauert etwa 20 min. Ausserdem wird neben Pumpstrom auch Brennstoff verbraucht. Allerdings ist der Pumpenergiebedarf wesentlich niedriger als bei der hydraulischen Anlage. Bei Pumpstromkosten von 8–10 Rp./kWh und Brennstoffpreisen von 4–5 Rp./kWh macht die Summe pro kWh-Generatorenergie gleich viel aus wie bei der hydraulischen Anlage der Pumpstrom allein. In den USA wird gegenwärtig für eine 220-MW-Luftspeicheranlage mit Baukosten von etwa 520–600 $/kW gerechnet (inkl. Luftspeicher), wobei der obere Wert für Anlagen mit wasserkompensierten Felskavernen gilt.

Literatur

[1] Preliminary design study of compressed-air energy storage in a salt dome. Vol.4: CAES Turbomachinery design. Final report. New Orleans/LA, Middle South Service Inc. 1982. EPRI-EM 2210, Vol. 4, DE 82 019781.

[2] *P. Zaugg* und *Z.S. Stys:* Luftspeicherkraftwerke, speziell für US-Bedingungen. Brown Boveri Mitt. 67(1980)12, S. 723...733.

[3] *P. Zaugg:* Das Energieflussbild diabater Luftspeicher-Anlagen. Brown Boveri Technik 72(1985)4, S. 178...183.

[4] *P. Zaugg* und *H. Hoffeins:* Brown Boveri Luftspeicher-Gasturbinen. Brown Boveri Mitt. 64(1977)1, S. 34...39.

[5] *H. Hoffeins* u. a.: Die Inbetriebnahme der ersten Luftspeicher-Gasturbinengruppe. Brown Boveri Mitt. 67(1980)8, S. 465...473.

[6] *P. Zaugg* and *H. Haselbacher:* The turbomachinery for the compressed air energy storage plant of the Soyland Power Cooperative. International Conference on Underground pumped Hydro and Compressed Air Energy Storage, San Francisco/California, September 20...22, 1982; paper 82-1661, p. 121...128.

[7] *H. Haselbacher* a.o.: Design and expected performance of 45 MWe to 100 MWe CAES turbine machinery. ASME-paper 85-JPGC-GT-10. New York, American Society of Mechanical Engineers, 1985.

[8] *R. A. Strub:* Spitzenlast-Luftspeicherkraftwerke. Technische Rundschau Sulzer 63(1981)4, S. 129...136.

[9a] *H. Rischmüller:* Salzkavernen zur Speicherung von Rohöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland. Eine allgemeine Darstellung der technischen und wirtschaftlichen Aspekte. Erdöl-Erdgas-Zeitschrift 88(1972)7, S. 240...248.

[9b] *S. Meister* und *G. Kuhr:* Spezifische Planungsprobleme bei der Herstellung von Salzkavernen-Speichern. Erdöl-Erdgas-Zeitschrift 88(1972)7, S. 248...257.

[9c] *W. Dreyer:* Gebirgsmechanische Probleme bei der Tiefspeicherung von Rohöl. Erdöl-Erdgas-Zeitschrift 88(1972)7, S. 258...267.

[9d] *E. Hofrichter:* Behälterlose Speicherung von Energieträgern in ausgesolten Kavernen – geologisch-lagerstättenkundliche Probleme. Erdöl-Erdgas-Zeitschrift 88(1972)8, S. 284...294.

[9e] *R. Koch:* Tiefspeicherung – Rechtsgrundlagen und Bergaufsicht. Unter besonderer Berücksichtigung der Rechtslage in Niedersachsen. Erdöl-Erdgas-Zeitschrift 88(1972)8, S. 294...299.

[10] *D. L. Katz* and *E. R. Lady:* Compressed air storage for electric power generation. Ann Arbor/Michigan, Ulrich's Books, 1976.

[11] *D. L. Ayers:* Compressed-air energy storage preliminary design and site development program in an aquifer. Volume 8: Aquifer flow code simulation. Final Report. West Lafayette/Indiana, Westinghouse Electric Corporation, 1982. EPRI-EM 2351, Vol. 8, DE 83-005730.

[12] *P. Zaugg:* Compressed-air energy storage. An analysis of fuel flexibility and plant components. BBC-Bericht. Baden, BBC Aktiengesellschaft Brown Boveri & Cie., Abteilung TCT, 1984.

[13] *M. Gysel* und *L. Saredi:* Bergmännisch erstellte Speichersysteme für den Bau von Luftspeicherkraftwerken. Schweizer Ingenieur und Architekt 100(1982)18, S. 368...371.

[14] Preliminary design study of underground pumped hydro and compressed-air energy storage in hard rock. Volumes 1...11. Washington/DC, Potomac Electric Power Company, 1981. EPRI EM-1589, Vol. 1...11.