

Stromspeicherung mit einer advanced CAES – Technologie „Adiabate Druckgasspeicherung“

W. Littmann, P. Loos

erneo Energiespeichersysteme GmbH, Wunstorf

Kurzfassung

Der zunehmende Anteil an fluktuierender erneuerbarer Energie auf dem Strommarkt in Deutschland erfordert neben dem Netzausbau auch den Einsatz von großskaligen Stromspeichern. Hierzu kann die Erdgasspeicherindustrie einen entscheidenden Beitrag leisten. Das hier beschriebene neue Speicherkonzept, große Mengen von regenerativen Energien effizient zu speichern, baut auf der „CAES – Compressed Air Energy Storage“-Methode auf. Diese Technologie erreicht gegenwärtig bei diabaten Speichern einen Wirkungsgrad von maximal 45 %. Die größte Hürde hin zu höherer Effizienz dieser Methode ist die Wärmeentwicklung beim Ein- und Ausspeichern. Dieses Problem wird mithilfe der erneo-Verfahrenstechnologie innovativ umgangen, und so können thermodynamisch Wirkungsgrade von 80 % erreicht werden.

Die bisherige Entwicklung zielte im Wesentlichen darauf ab, die bei der Kompression anfallende Wärme zu speichern und sie dem Prozess bei der Ausspeicherung wieder zuzuführen. Die Temperaturänderungen, die bei diesem Prozess auftreten (Kompression von Luft in eine Kaverne auf ca. 150 bar und anschließende Entspannung bei Ausspeicherung), liegen bei jeweils ca. 500 °C. Diese Wärmeentwicklung ist die größte Herausforderung bei der technischen Umsetzung der konventionellen CAES-Methode.

Bei dem hier vorgestellten Verfahren wird der Prozess so geführt, dass der physikalische Effekt der Entstehung von Wärme weitestgehend vermieden wird und damit das größte Problem Gasdruckspeicherung überwunden wird. Der Prozess wird in einem geschlossenen Kreislauf zwischen 2 Kavernen gefahren, wobei Kompression und Entspannung beispielsweise zwischen Druckniveaus von 100 und 250 bar erfolgen. Die bei diesem Kompressionsverhältnis auftretenden Temperaturänderungen betragen dann nur ca. 10–30 °C bei der gleichen gespeicherten Energie. Diese Temperatur- und Druckänderungen in den Kavernen und Bohrungen liegen in den für die Erdgasspeicherung zugelassenen Bereichen. Das Verfahren wird ausführlich beschrieben und es werden Beispielrechnungen gezeigt für eine hohe Leistung von ca. 100 MW und niedrige Leistung (5–15 MW) über eine tagelange Ausspeicherperiode. Für die Simulation des Prozesses wurde ein Programm entwickelt, womit die thermodynamischen Vorgänge in den Kavernen berechnet werden sowie z. B. auch Druck- und Temperaturänderungen und der Wasseranfall in den obertägigen Komponenten. Eine Wärmespeicherung erfolgt bei niedrigen Temperaturen bis 100 °C, wobei Wasser als Speichermedium verwendet werden kann. Durch die zusätzliche Zufuhr von Wärme und deren Speicherung kann der Wirkungsgrad erhöht und der Prozess mit einer konstanten Leistung geführt werden. Als Medium können Erdgas oder auch andere Gase verwendet werden.

1. Einleitung

Dass die Erzeugung von Strom mit Windkraftanlagen und Solarzellen eine starke Fluktuation aufweist, liegt in der Natur der Sache. In Abbildung 1 ist die prozentuale Verteilung der Stromerzeugung nach Kraftwerksarten für die letzte Woche im Monat Dezember 2017 dargestellt. Es ist einmal der geringe Anteil an Solarstrom erkenntlich, der relativ regelmäßig zur Mittagszeit anfällt. Der Anteil an Windstrom schwankt sehr stark. Die Stromerzeugung

durch Wind und Sonne erreicht zeitweise fast 90% des gesamten Verbrauchs. Auffällig ist auch, dass zu Zeiten hoher Stromerzeugung durch Wind und Solar der Stromexport bis auf 30 % ansteigt.

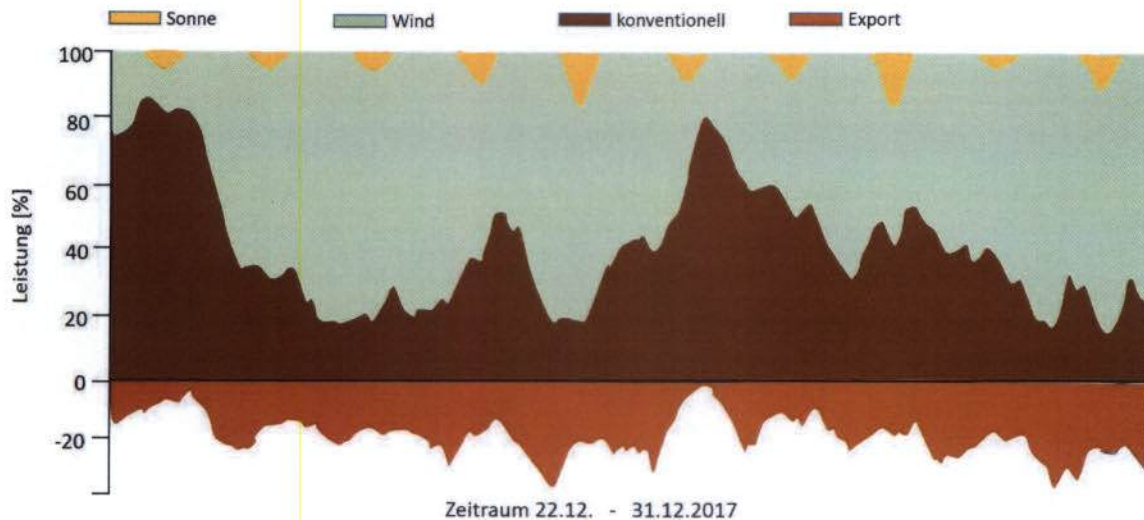


Abbildung 1: Energieerzeugung – prozentualer Anteil der verschiedenen Kraftwerksarten – Kraftwerksleistung in der 52. Woche (Dezember 2017.) Quelle: Fraunhofer Gesellschaft [9]

In der Abbildung 2 ist die Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung von 2002 bis 2017 dargestellt. Die installierte Leistung hat sich in diesem Zeitraum fast verdoppelt, wobei im Jahr 2017 mehr Kapazität an erneuerbaren Energien (Wind, Sonne, Biomasse und Wasserkraft) installiert war als an konventionellen. Da der Verbrauch in etwa gleichgeblieben ist, könnte man schließen, dass der gesamte Strom aus erneuerbaren Energiequellen gewonnen werden könnte, wenn man einen Ausgleich bei der fluktuierenden Erzeugung hätte, also eine Speichermöglichkeit gegeben wäre.

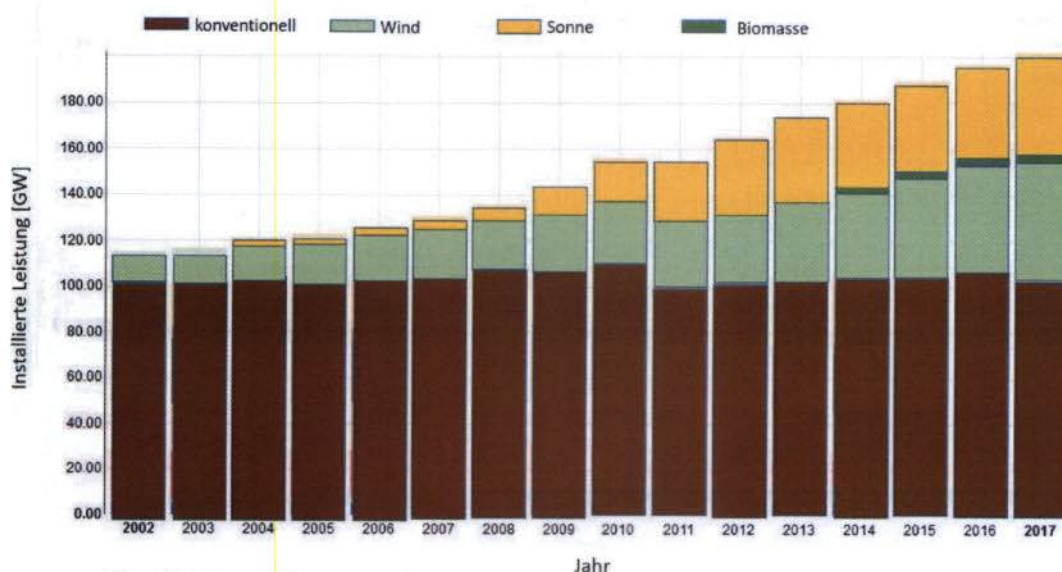


Abbildung 2: Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung. Quelle: Fraunhofer Gesellschaft [9]

2. Energiespeicher - Stand der Technik

Energie lässt sich chemisch und physikalisch speichern. Chemisch wird Energie bei Reaktionen verschiedener Elemente umgesetzt. Die Sonnenenergie vergangener Jahrmillionen ist im Erdöl, Erdgas und in der Kohle gespeichert und wird durch die Verbrennung wieder in Wärme verwandelt, die dann in kinetische Energie und Strom umgesetzt wird. Elektrizität kann über elektrochemische Prozesse in Batterien gespeichert werden, physikalisch kann Energie als potentielle oder kinetische Energie gespeichert werden. Kinetische Energie z. B. in Kreisläufen, potentielle Energie in Pumpspeicherwerken, in der Federspannung oder der Spannung von Gasen. Diese Power-to-Power Technologien und die Power-to-Gas Verfahren sind die wichtigsten großskaligen Speichertechnologien. Einen allgemeinen Überblick über alle Speicherarten und deren Leistungsfähigkeit gibt die Abbildung 1.

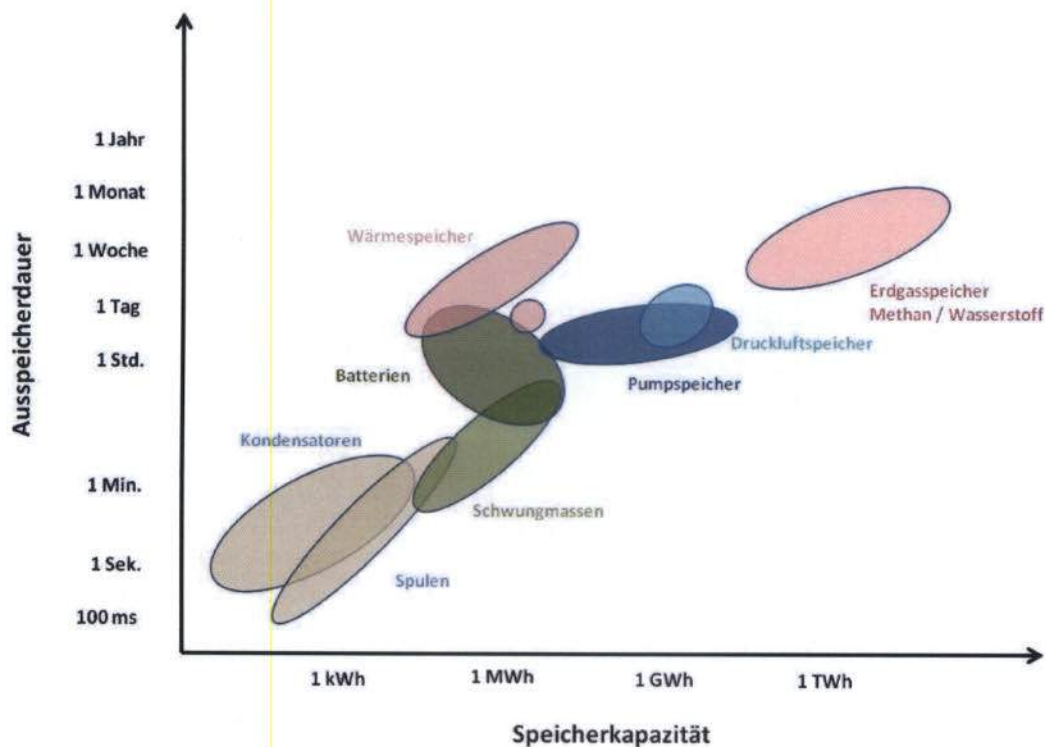


Abbildung 3: Speicherarten im Vergleich nach Kapazität und Ausspeicherdauer (nach M. Sterner und I. Stadler [1])

Energie kann nicht vollständig von einer Form in die andere verwandelt werden. Das Verhältnis zwischen zugeführter Energie und Nutzenergie – der Wirkungsgrad – zählt zu den herausragenden Leistungsdaten einer Speichertechnologie. Der perfekte Stromspeicher hätte einen Wirkungsgrad von 100 %, was bedeutet, dass ein kWh eingespeicherter Strom genauso wieder entnommen werden kann. Der Wirkungsgrad von Verbrennungsmotoren liegt beispielsweise bei 30 – 40 %, der von Wärmekraftwerken bei 30 – 50 %, und der von Luftdruckspeichern bei maximal 70 %. Die höchsten Wirkungsgrade bei der mechanischen Energiespeicherung werden in Pumpspeicherwerken erzielt, sie liegen dort bei 80 – 90 %.

3. Druckluftspeicher

Prinzip

Es ist leicht ersichtlich, dass man durch die Kompression eines Gases Energie speichern kann. Anschaulich wird dies z. B. durch das Aufblasen eines Luftballons. Mit dem Luftstrom beim Ablassen der Luft ließe sich ein kleines Windrad antreiben, wobei hier auch noch die Spannung

der Gummihülle nachhilft. Es ist daher naheliegend Gas, wie z. B. Luft in großen Hohlräumen zu komprimieren und damit Energie zu speichern. Benutzt man für die Kompression mit Strom angetriebene Verdichter kann man also auch den durch die Sonne und den Wind erzeugten Strom speichern.

Große Hohlräume lassen sich in geologischen Salzformationen herstellen. Derartige Salzkavernen werden in Deutschland zurzeit zur Speicherung von Erdöl und Erdgas genutzt. Die Speicherung von Erdgas erfolgt bei Drücken von ca. 250 bar, die Kavernen befinden sich in Tiefen von 1000 bis 2000 m und besitzen ein geometrisches Volumen von ca. 500 000 bis mehrere Millionen m³. Das gesamte Gasspeichervolumen in Salzkavernen beträgt 14 Mrd. Normkubikmeter [2] was einem geometrischen Volumen von ca. 70 Mio. m³ entspricht, wobei ein durchschnittlicher Speicherdruck von 180 bar angenommen wurde. Die darin gespeicherte „Druckenergie“ entspricht ca. 350 TWh, wobei zu berücksichtigen ist, dass hierin auch die im Kissengas gespeicherte Energie enthalten ist. Kissengas ist der Gasanteil, der für den Prozess erforderlich ist, aber aufgrund technischer Randbedingungen, wie minimale Drücke, nicht ausgespeichert werden kann.

Zum Vergleich: Die Nettostromerzeugung, also der Strom, der tatsächlich aus der Steckdose kommt, betrug 2016 548 TWh [3]. Diese Zahlen zeigen, dass mit einer geeigneten Technologie das vorhandene Potential an Kavernenspeichern einen Beitrag zur Energiewende liefern kann.

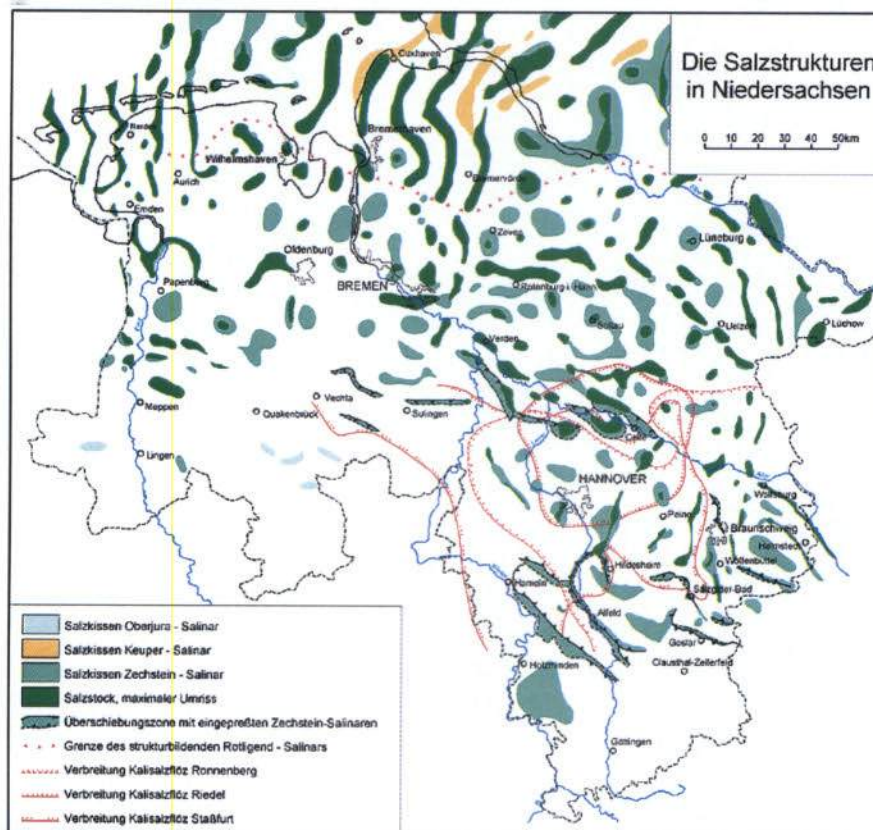


Abbildung 4: Salzstrukturen in Niedersachsen (mit frdl. Gen. des LBEG, Hannover)

Darüber hinaus besteht in Nordeuropa ein riesiges Potential für den weiteren Ausbau an Speichervolumen, wie die Abbildung 4 zeigt. Die meisten Salzstöcke befinden sich also in der Region, in der der meiste Windstrom erzeugt wird, so dass durch eine Speicherung der Ausbau der Nord-Süd-Stromtrassen reduziert werden könnte.

Salzkavernen

Salzkavernen werden durch Aussolen des Salzes in einer Salzformation hergestellt. In Abbildung 5 ist der Schnitt durch einen typischen Salzstock in Niedersachsen wiedergegeben. Die Mächtigkeit eines Salzstockes beträgt bis zu 3 000 m. In den Steinsalzlagen können in

diesen Salzstöcken große Kavernen gesolt werden.

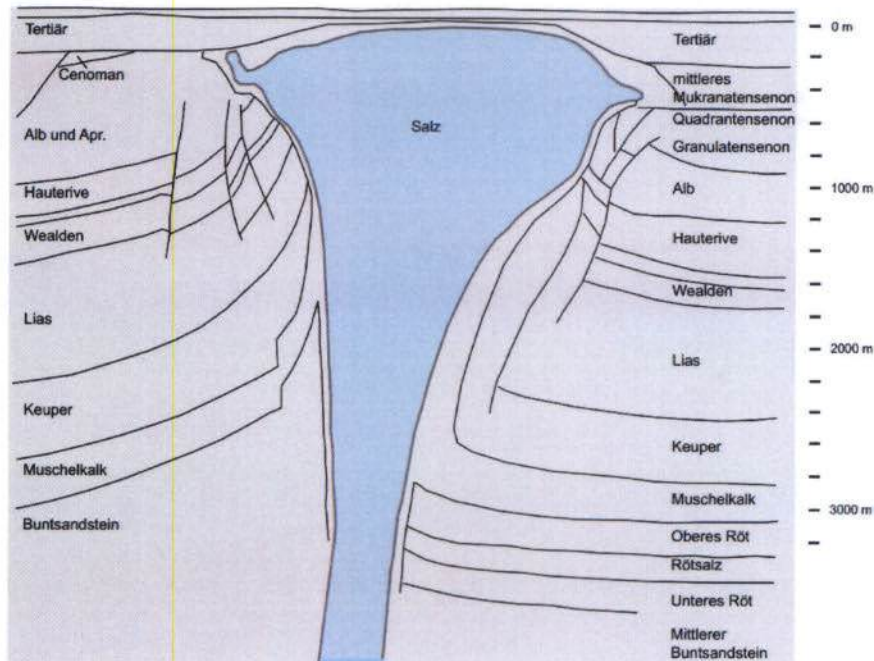


Abbildung 5: Schnitt durch einen Salzstock nach Bentz [4]

Solverfahren¹

Zur Herstellung einer Salzkaverne werden Bohrungen in die Salzformation abgeteuft. Die Soltechnik macht dann aus einem Bohrloch eine Salzkaverne. Dazu werden in das verrohrte Bohrloch konzentrische Solstränge eingebaut. Durch einen der beiden Stränge wird Wasser injiziert. Dieses löst das Salz auf und wird durch den zweiten Solstrang als Sole zu Tage gefördert. Der obere Bereich der Kaverne, das sogenannte Kavernendach, wird dabei durch ein Blanket-Medium (meist Stickstoff oder Rohöl) vor einer weiteren Aussolung geschützt. Während der gesamten Solzeit von etwa zweieinhalb bis vier Jahren kann die Kavernenform nur durch wenige Parameter beeinflusst werden, wie:

- Solrate, d. h. Menge des injizierten Wassers
- direktes oder indirektes Solverfahren, d. h. Injektion des Wassers durch den inneren oder äußeren Solstrang
- Absetzteufen der Solstränge
- Teufe des Blanketpiegels
- Dauer der Solintervalle

Durch das Variieren dieser Parameter steuert man die Kavernenform für die optimale technische und wirtschaftliche Nutzung. Auch sicherheitsrelevante gebirgsmechanische Aspekte und geologische Voraussetzungen werden berücksichtigt. Dabei hilft ein 3D-Simulationsprogramm, das die verschiedenen Phasen der Kavernensolung plastisch darstellt. Das Solen von Kavernen muss also gut geplant und laufend überwacht werden. Auf dem Kavernenplatz, wo das Solkonzept umgesetzt wird, steuert die örtliche Überwachung alle notwendigen Aktivitäten. Wie sich Form und Volumen der Kaverne/n entwickeln, kontrolliert

¹ Textpassage mit freundlicher Genehmigung der KBB Underground Technologies GmbH, Hannover) übernommen

man durch ständige Solanalytik und Sonarvermessungen. Die Solververfahren sind in Abbildung 6 schematisch dargestellt.

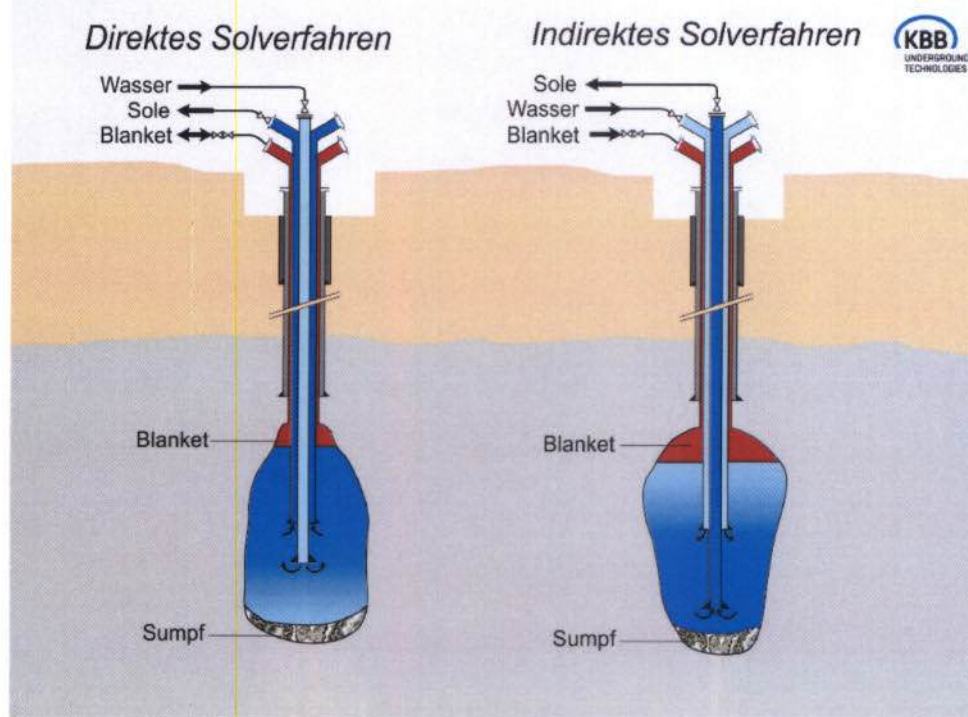


Abbildung 6: Schematische Darstellung der Kavernensolung (mit frdl. Genehmigung von KBB)

4. Druckluftspeicherung erne²

Arbeitsprinzip

Für Salzkavernen bietet sich die Energiespeicherung in Form gespannter Gase an. In diesen Druckluftspeichern wird Gas, z. B. Luft, komprimiert. Die dabei gespeicherte Energie entspricht dem Produkt aus Druck und Volumen. In einer Kaverne mit einem Volumen von 500 000 m³ und einem Druck von 150 bar bzw. 15 MPa beträgt die gespeicherte Energie 7,5·10¹² J, 7 500 GJ oder 2 080 MWh bzw. 2,08 GWh.

Bei der Kompression eines Gases wird dieses entsprechend des Energieerhaltungssatzes erwärmt. Die Erwärmung hängt von den Gaseigenschaften und dem Grad der Kompression ab, wie dies Abbildung 7 für ein 2-atomiges ideales Gas dargestellt. Bei einer Kompression von 1 bar auf 150 bar beträgt die Erwärmung ca. 500 °C. Die erzeugte Wärmemenge entspräche ca. 40 000 GJ und der Wirkungsgrad Strom-auf-Strombasis läge damit ohne eine Speicherung der anfallenden Wärme bei maximal 15 %. Für eine effiziente Speicherung bei diesem Prozess ist somit auch eine Speicherung der Wärme erforderlich. Diese kann dem Prozess sinnvoll jedoch nur übertage zugefügt werden, so dass die Abkühlung in der Kaverne weiterhin eine technische Herausforderung darstellt.

In der Abbildung 7 ist die Temperaturänderung bei der Kompression oder Expansion eines Gases als Funktion des Kompressionsverhältnisses dargestellt. Das Kompressionsverhältnis ist der Quotient aus Enddruck und Ausgangsdruck bzw. umgekehrt bei der Expansion. Bei einem Kompressionsverhältnis unter 2 liegen die Temperaturänderungen in einem Bereich von ca. 10 – 50 °C. Derartige Temperaturänderungen sind technisch beherrschbar und liegen in einer Größenordnung, wie sie auch bei der konventionellen Erdgasspeicherung auftreten. Bei Kompressionsverhältnissen über 10 liegen die Temperaturänderungen oberhalb von 100 °C. Derartige Temperaturänderungen führen vor allem in der Kaverne und auch in der Bohrung

² US Patent No. 9,726,150

zu extremen Beanspruchungen. Für das Stromspeicherprojekt ADELE [5] werden von RWE Power maximale Temperaturen von 600 °C angegeben, bei einem Druckspiel zwischen Atmosphärendruck und 100 bar.

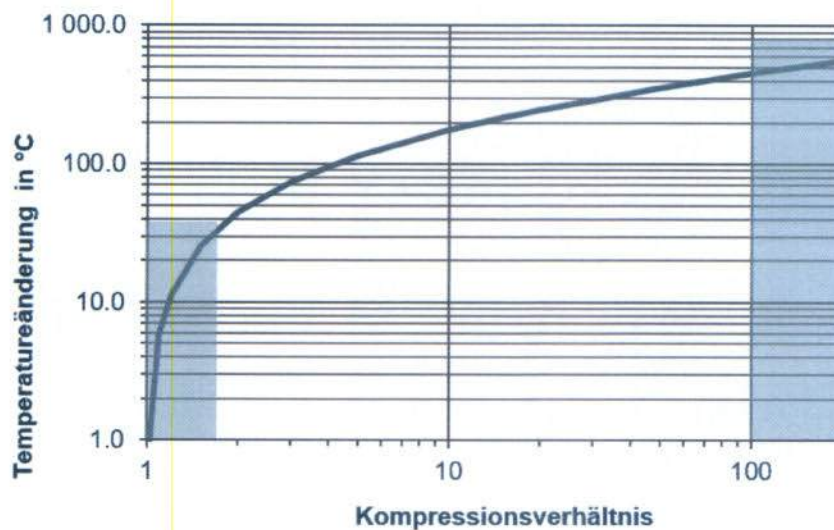


Abbildung 7: Temperaturänderung bei der adiabaten Kompression eines 2-atomigen idealen Gases als Funktion des Kompressionsverhältnisses (p_2/p_1)

Demnach ist es erforderlich, die gleiche Energie bei einem möglichst kleinen Kompressionsverhältnis zu speichern. Dies ist möglich, wenn man z. B. ein Gas von 100 bar auf 250 bar komprimiert. Das Kompressionsverhältnis beträgt 2,5, die Temperaturänderung ca. 50 °C, die zwischen den beiden Druckniveaus von 100 und 250 bar gespeicherte Energie ist die gleiche wie zwischen 1 bar und 150 bar, denn die eingespeicherte Energie entspricht dem Produkt aus der Druckdifferenz und dem Volumen. Das Volumen bliebe konstant (Kavernenvolumen) und die Druckdifferenz betrüge in beiden Fällen ca. 150 bar. Im zweiten Fall beträgt das Kompressionsverhältnis allerdings 150 statt 2,5.

Für einen derartigen Prozess würde man dann allerdings 2 Kavernen anstatt nur einer benötigen, außerdem wäre Kissengas bei einem mittleren Druckniveau von 100 bar bereitzuhalten. In Abbildung 8 ist dieses Verfahren skizziert.

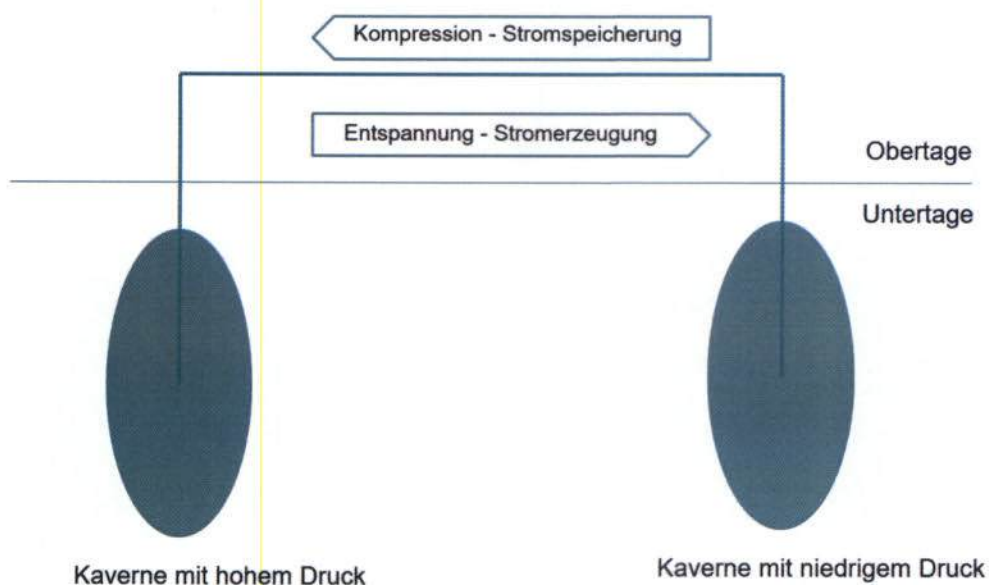


Abbildung 8: Prinzip des „adiabaten“ Druckluftspeichers „erneo“

Bei dem in Abbildung 8 dargestellten System wird ein Gas zwischen 2 Kavernen ausgetauscht. Hierbei wird eine Kaverne auf einem hohen Druckniveau betrieben, z. B. 250 bar und die andere Kaverne bei einem minimalen Druck von beispielsweise 60 bar. Die Kaverne 1 mit dem hohen Druck würde man dann um 100 bar entspannen, das Gas über eine Turbine leiten und in die Kaverne 2 einspeichern. Eine adiabatische Entspannung um 100 bar bei einem geometrischen Volumen von 500 000 m³ würde für ein ideales Gas einer Energie von $p \cdot V = 100 \times 500\,000 \text{ bar} \cdot \text{m}^3$ oder

$$\begin{aligned} p \cdot V &= 100 \cdot 10^5 \cdot 500\,000 \text{ [Pa} \cdot \text{m}^3] \\ &= 5 \cdot 10^{12} \text{ J} \\ &= 5 \cdot 10^{12} \text{ Ws} \\ &= 1\,389 \text{ MWh} \end{aligned}$$

Beispielrechnungen

Im Folgenden werden zwei Beispiele für einen 100 MW Speicher und einen Speicher mit einer Leistung von 5 – 15 MW gezeigt. Hierbei ist für einen realen Betrieb zu beachten, dass Temperatur- und Druckregime einzuhalten sind. Weiterhin ist im Arbeitsgas stets Wasser gelöst, wobei der Wassergehalt stark von Temperatur und Druck abhängt. Auch wenn die Kompressionsverhältnisse niedrig sind, gilt der erste Hauptsatz der Thermodynamik, d. h., dass auch bei diesem Prozess Wärme entsteht und es sinnvoll sein kann, diese dem Gas zu entziehen und zu speichern. Zur genauen Planung ist es also notwendig, den Speicherprozess in allen Einzelheiten simulieren zu können.

Simulationsprogramm

Zur Simulation des Verfahrens wurde ein Programm entwickelt, mit dem die Zustände und deren Änderung der nachfolgend beschriebenen Komponenten des Systems berechnet werden können. Diese Komponenten können miteinander verknüpft werden und es können so für jede Stelle im System Druck, Temperatur und Wassergehalt berechnet werden. Für jede Komponente werden pro Zeitschritt für den Eingang und den Ausgang Druck, Temperatur und Wassergehalt (Freiwasser und gelöstes Wasser) berechnet.

Gas/Zustandsgleichungen

Im Prinzip kann jedes Gas oder Gasgemisch verwendet werden. Es empfiehlt sich aber ein Gas, wie Stickstoff oder Erdgas, zu nehmen. Erdgas ist aufgrund seiner Molekülstruktur und der daraus resultierenden hohen Wärmekapazität besonders geeignet. Bei Luft ist wegen des Sauerstoffs mit Korrosion zu rechnen.

Für die Berechnungen muss die Gaszusammensetzung eingegeben werden. Es können alle gängigen Komponenten einschließlich Wasser verwendet werden. Die Berechnung der z-Faktoren, Wärmekapazitäten und Adiabatenexponenten sowie des gelösten Wassers erfolgt mit gängigen Zustandsgleichungen.

Die Berechnung des im Gas gelösten Wassers erfolgt in Hinblick auf mögliche Bildung von Gashydraten.

Kaverne

Für die Berechnungen des Zustands in den Kavernen wird auf die Erfahrung in der Erdgasspeicherung zurückgegriffen [6], es können alle relevanten Vorgänge wie Konvergenz oder Wärmeleitung berücksichtigt werden.

Bohrung

Für die Kavernenbohrungen werden Druckverluste und Kopftemperaturen berechnet. Es können mehrere Bohrungen pro Kaverne definiert werden.

Rohrleitung

Für die Rohrleitungen werden Druckverluste und Temperaturänderungen berechnet.

Freiwasserabscheider

Es wird berechnet, wieviel Wasser bei den Temperatur- und Druckbedingungen im Gas gelöst ist, das freie Wasser wird dem Gasstrom entzogen.

Kompressor

Die Kompression des Gases kann mit verschiedenen Vorgaben erfolgen. Der Enddruck oder die Druckerhöhung oder die Ausgangstemperatur können vorgegeben werden. Der Kompressor kann aber auch so gefahren werden, dass der Enddruck, der zur Einspeicherung in die Kaverne nötig ist, genommen wird. Es werden Temperatur, Druck und Wassergehalt berechnet sowie die Kompressionsenergie und andere Parameter.

Turbine

Die Berechnungen in der Entspannungsturbine erfolgen analog denen bei der Kompression.

Heater/Cooler mit Wärmespeicher

Der Gasstrom kann gekühlt oder erwärmt werden. An den Heater/Cooler kann ein Wärmespeicher angeschlossen werden, wobei die Wärme während der Kompression gespeichert wird und entsprechend bei der Expansion dem Gasstrom wieder zugeführt werden kann.

Splitter/Joint

Der Gasstrom kann aufgeteilt und auch wieder zusammengeführt werden. Hiermit wird ermöglicht, z.B. Bohrungen oder andere Komponenten parallel zu fahren.

Choke

Zur Anpassung an evtl. vorhandene Restriktionen in einem Erdgasspeicherbetrieb kann der Gasstrom gedrosselt werden.

Speicher 100 MW

Es wurde ein Kavernenpaar gewählt, bei dem die Hochdruckkaverne ein geometrisches Volumen von 800 000 m³ und die Niederdruckkaverne von 1 600 000 m³ hat. Dies sind gängige Kavernenvolumina in der Erdgasspeichertechnik. Es ist vorteilhaft, wenn die Niederdruckkaverne ein höheres Volumen und einen niedrigen initialen Druck hat, damit der Druck nach der Entspannung noch ausreicht, um diese Kaverne zu befüllen. Der maximale Druck für die Hochdruckkaverne beträgt 260 bar, die Kavernenteufe 1 500 m.

Als Arbeitsmedium wurden Luft oder Erdgas (Russlandgas) gewählt. Diese Gase haben unterschiedliche thermodynamische Eigenschaften. Erdgas kann aufgrund seiner Molekülstruktur deutlich mehr Wärme speichern.

Die Speicherrate beträgt in beiden Fällen 2.6 Mio. Nm³/h. Diese Rate ist sehr hoch, aber bei ausreichender Dimensionierung der Bohrungen möglich. Es existieren Kavernen, die kurzzeitig mit solchen Raten gefahren werden. Solche Kavernen kann man auch mit 2 Bohrungen ausstatten, die parallel gefahren werden. Die Kavernenparameter sind in Tabelle 1 und die Eckdaten der Stromspeicherung in Tabelle 2 dargestellt.

Leistet ein Gas Arbeit, wie es bei der Expansion in einer stromerzeugenden Turbine geschieht, dann wird dem Gas Wärme entzogen oder umgekehrt bei der Kompression entsprechend zugeführt. Die Entstehung von Wärme bei der adiabatischen Druckänderung eines Gases ist also unvermeidlich. Um den hier beschriebenen Prozess möglichst effektiv zu gestalten, ist es sinnvoll, die Wärme, die bei der Kompression des Gases entsteht, zu speichern und bei der Expansion wieder zuzuführen.

In der Tabelle 3 sind die Drücke und Temperaturen während der Stromerzeugung dargestellt. In der Turbine beträgt der Druckabfall ca. 138 bar, der Ausgangsdruck an der Turbine reicht gerade für die Injektion in die Kaverne 2. Die Temperaturänderung bei der Entspannung beträgt 55 °C. Der Gasstrom kommt mit einer Temperatur von 38 °C aus der Kaverne und wird vor der Turbine auf 72 °C erwärmt. Eine höhere Erwärmung ist nicht sinnvoll, da der Druckabfall in der Turbine zu begrenzen ist.

Zur Wärmespeicherung für die im Prozess auftretenden Temperaturen reicht also Wasser als Speichermedium. Lediglich für Luft als Arbeitsmedium wäre eine Erhöhung der Eingangstemperatur auf ca. 100 °C sinnvoll. Dies würde die Leistung auf 65 MW, die gespeicherte Energie auf 650 MWh und den Wirkungsgrad auf 67 % erhöhen.

Tabelle 1: Kavernenparameter, minimale und maximale Drücke und Temperaturen während Beladung bzw. Entladung

	Druck min. [bar]	Druck max. [bar]	Temperatur min. [°C]	Temperatur max. [°C]	Geometrisches Volumen [m³]	Gasinhalt [Mio. Nm³]
Cav. 1	193	260	35	50	800 000	193
Cav. 2	60	85	30	55	1 600 000	95

Tabelle 2: Vergleich der Ausspeicherdaten für Luft und Erdgas als Arbeitsmedium

	Wärme- kapazität C _{pm} [kJ/kg/K]	Leistung max./min. [MW]	Gesp. Energie (Strom) [MWh]	Wirkungs- grad* [%]	Gasrate [Mio. Nm³/h]	Dauer konst. Leistung und abfallende Leistung [h]
Erdgas (Russ.)	3.2	112 / 69	1 280	80	2.6	5 / 11
Luft	1.2	50 / 50	550	41	2.6	5 / 11

* thermodynamisch, ohne Wirkungsgrade der Arbeitsmaschinen

Tabelle 3: Fließschema für die Ausspeicherung (Stromerzeugung) mit Rate, Druck, Temperatur und Wassergehalt in den einzelnen Komponenten (Simulationsergebnis Fall I, 100 MW nach 5 Stunden).

Module	Cavern1	Well1	Freiw01	Heater	Turbine	Well2	Cavern2
In.Rate	0.0	-2600000.0	2600000.0	2600000.0	2600000.0	2600000.0	2600000.0
Out.Rate	-2600000.0	2600000.0	2600000.0	2600000.0	2600000.0	2600000.0	0.0
In.Pressure	227.8	227.3	211.2	211.2	211.2	73.1	78.8
Out.Pressure	227.3	211.2	211.2	211.2	73.1	78.8	71.1
In.Temp.	43.3	43.2	37.9	37.9	71.9	15.0	20.5
Out.Temp.	43.2	37.9	37.9	71.9	15.0	20.5	42.1
In.Water							
Bound	0.0	1303.0	1460.6	1460.6	4916.6	334.4	458.2
Free	0.0	-558.4	-716.0	-716.0	-4172.0	410.2	286.3
Total	0.0	744.6	744.6	744.6	744.6	744.6	744.6
Out.Water							
Bound	1303.0	1460.6	1460.6	4916.6	334.4	458.2	0.0
Free	-558.4	-716.0	-716.0	-4172.0	410.2	286.3	0.0
Total	744.6	744.6	744.6	744.6	744.6	744.6	0.0

Tabelle 4: Eckdaten des Wärmespeichers

Speicher- medium	Volumen [m³]	Wärme- kapazität [kJ/kg/K]	Tempe- ratur min. [°C]	Tempe- ratur max. [°C]	Gespeicherte Energie zw. T _{max} und T _{min} [kJ]	[MWh]
Wasser	15 000	4.18	48	98	3.135·10 ⁹	870

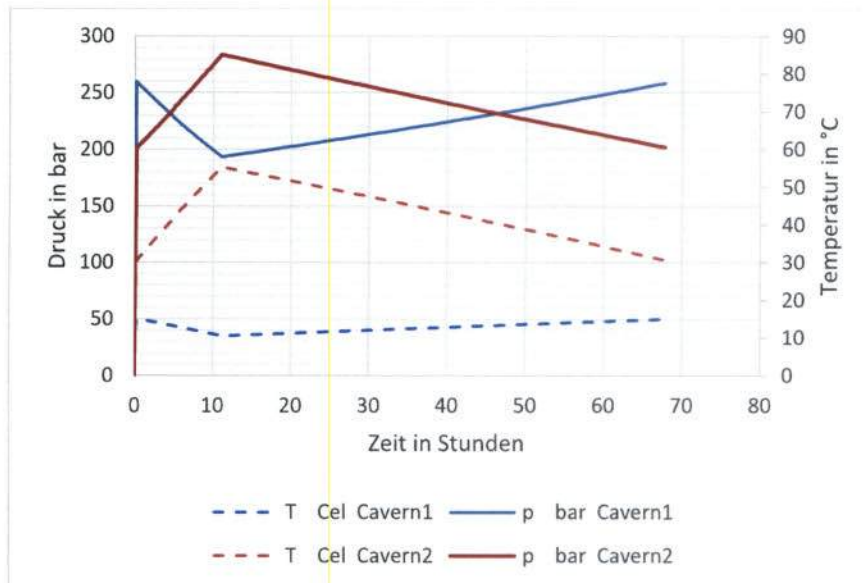


Abbildung 9: Druck- und Temperaturverlauf in den Kavernen 1 und 2 während des Entladens und Ladens (Fall1 – Erdgas).

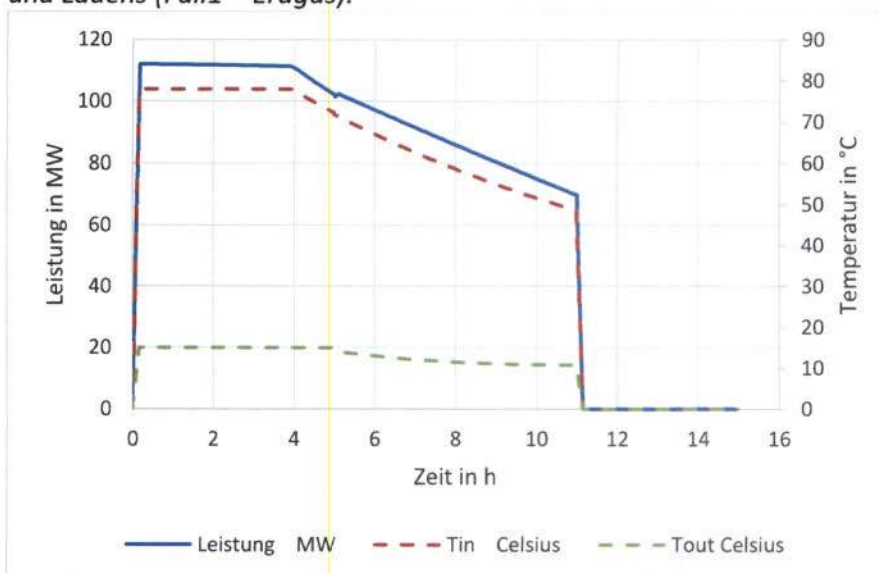


Abbildung 10: Leistung und Temperaturen an der Entspannungsturbine während des Entladens (Fall1 – Erdgas)

Speicher 15 MW

Ein Stromspeicher, wie oben dargestellt, lässt sich auch mit kleineren Gasraten betreiben. In Abbildung 11 ist die Leistung eines Speichers mit einer Gasrate von 400 000 Nm³/h wiedergegeben. Die Leistung beträgt in diesem Fall 17 MW für 24 h und fällt dann innerhalb weiterer 80 h auf 8 MW ab. Die ausgespeicherte Energie beträgt 1 290 MWh. Zur Wiederbeladung auf den Ausgangszustand werden 1 650 MWh benötigt. Hieraus ergibt sich dann ein Wirkungsgrad von 78 %.

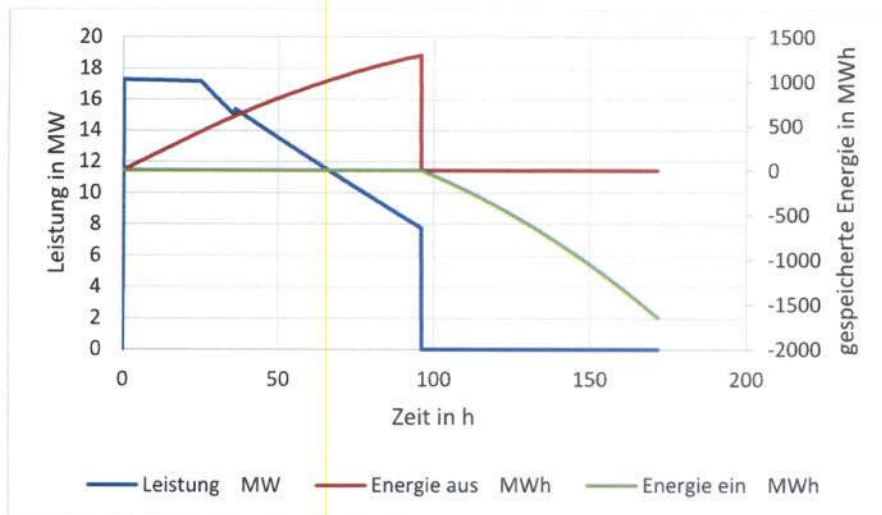


Abbildung 11: Speichercharakteristik für eine mittlere Leistung von 15 MW (Fließrate 400 000 Nm³/h)

5. Technische Umsetzung

Wie bereits ausgeführt gibt es in Norddeutschland, Dänemark und den Niederlanden onshore und offshore viele Salzformationen, die für einen Kavernenbau geeignet sind. Bei dem hier beschriebenen Prozess sind auch keine besonderen Einschränkungen bezüglich der Kavernenteufe notwendig. Die einzige Herausforderung beim Kavernenbau ist die Verbringung der Sole. Da es sich hierbei um reines unkontaminiertes Salzwasser handelt, ist eine Einleitung in die Nordsee unproblematisch. In den nordeuropäischen Küstenländern existieren bereits etliche Standorte für die Speicherung von Erdgas [2]. Es gibt darüber hinaus auch Standorte an denen Sole für die chemische Industrie produziert wird. Die hierbei gesalzen Kavernen könnten für die Stromspeicherung genutzt werden.

Die technischen Voraussetzungen für das hier beschriebene Speicherverfahren sind weitgehend mit der seit über 50 Jahren bestehenden, ausgereiften Technik der Erdgasspeicherung identisch.

Die einzige „neue“ Komponente wäre die Entspannungsturbine. Hierfür stehen jedoch auch technische Lösungen von verschiedenen Herstellern zur Verfügung, wobei auch die Kompression und Expansion in einer Maschine vereinigt werden kann [7]. Die Kaltstartzeit entsprechender Maschinen für die Expansion, also Stromerzeugung, liegt unterhalb 3 Minuten, so dass der Speicher für den Regelenergiemarkt einsetzbar wäre.

Bei den hier betrachteten Beispielen wurde für die Entspannung und Kompression der Gase von idealisierten Verhältnissen ausgegangen, d.h. dass die spezifischen Arbeitsbedingungen und Wirkungsgrade der Maschinen für die Kompression und Entspannung wegen fehlender Betriebsdaten nicht berücksichtigt werden konnten, so dass die realen Werte abweichend und etwas niedriger sein können, wohingegen für die Berechnungen der Zustände in den Kavernen und Bohrungen ausreichend Betriebserfahrungen zum Abgleich der Berechnungen vorlagen.

6. Kosten, Wirtschaftlichkeit

Die Kosten für das Kavernensolen, die obertägigen Anlagen und das Arbeitsmedium sind in Tabelle 5 wiedergegeben. Für die obertägigen Anlagen wurden zur Kalkulation die spezifischen Kosten für den Bau eines Erdgaskraftwerks (GuD) herangezogen, für das Arbeitsmedium wurde der Spotmarktpreis vom Februar 2018 verwendet.

Tabelle 5: Kostenschätzung für den Bau eines 100 MW Stromspeichers

	Spezifische Kosten	Kosten in Mio. EUR
Kaverne 800 000 m ³		25
Kaverne 1 600 000 m ³		40
Obertägige Anlagen	Annahme 400 €/kW	40
Arbeitsmedium	20 €/MWh (Spotmarktpreis 2/2018 Erdgas)	54
Gesamt		159
Gesamt ohne Gas		105

Damit liegen die spezifischen Kosten für den Stromspeicher in der Größenordnung von Pumpspeicherwerken und konventionellen Kraftwerken, allerdings etwas höher als die in der Literatur angegebenen Werte für CAES. Ein detaillierterer Vergleich der Kosten der Energiespeicherlösungen findet sich in Tabelle 6.

Um eine Wirtschaftlichkeit zu erzielen wäre ein Arbeitspreis von ca. 200 - 250 EUR/MWh erforderlich (Laden – Entladen), was im Übrigen für alle Arten der Stromspeicherung gilt, da die Kosten in einer ähnlichen Größenordnung liegen (Tabelle 6).

Tabelle 6: Spezifische Investitionskosten für verschiedene Energiespeicher-Technologien (Strom zu Strom). Zum Vergleich Investitionskosten für konventionelle Kraftwerke und erneuerbarer Energien.

Technologie	Investitionskosten		Wirkungsgrad	Energiedichte	
	€/kWh	€/kW		Wh/kg	kWh/m ³
Bleiakku	90 - 355	200 - 490	74 - 89	25 - 40	25 - 65
Lithium Batterie	170 - 600	170 - 600	90 - 97	110 - 190	190 - 375
Schwungrad	650 - 2625	125 - 275	83 - 93	5 - 90	210
Superkondensator	5150 - 12000	125 - 300	90 - 95	0.1 - 10	10
Tesla Powerwall	~440	~1030			
Pumpspeicher	40 - 180	550 - 2040	70 - 82	0.3 - 1.4	0.35 - 1.1
CAES					
diabat	40 - 80	340 - 1145	40 - 55		2 - 7
adiabat		600 - 800	60 - 68		2 - 8
isotherm			95		25
erneo	124	1 420	>70	n.a.	0.5 - 1
erneo ohne Gas	82	938			
Steinkohlekraftwerk		1 400	40 - 50		
Braunkohlekraftwerk		1 600	~40		
Gas GuD		800	40 - 60		
Gasturbinen		400	~30		
Windenergie		1 200			
Wind offshore		3 000			
Photovoltaik (2012)		1 500			
Solarthermisch (2012)		5 000			
Geothermie (2010)		12 000			

Quellen: DOE, Sandia Report, Energy Storage Systems Cost Update, SAND2011-2730)
M. Sterner, I. Stadler, „Energiespeicher“, Springer Vieweg (2015) tesla.com

Literatur:

- [1] M. Sterner, I. Stadler: „Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration“, Springer Vieweg (2014) S. 605
- [2] „Untertage Gasspeicherung“ ERDÖL ERDGAS KOHLE, 133 Jg. 2017 Heft 11, S 409 f
- [3] Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2016 FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE © Fraunhofer ISE www.ise.fraunhofer.de
- [4] „Die Entwicklungsgeschichte der Erde“ S.254, Verlag Werner Dausien, Hanau/M., Edition Leipzig, DDR 1975
- [5] „ADELE – Der adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung“ Broschüre RWE-Power und DLR,
http://www.dlr.de/Portaldata/1/Resources/standorte/stuttgart/Broschuere_ADELE_1_.pdf
- [6] Littmann, W., Brodersen, F., Krieter, M., Zwigelaar, O.: „The debrining and Operation of a Gas Cavern with variable Cushion Gas due to adjustable Gas-Brine-Contact“, Erdöl Erdgas Kohle 131, (2015) 4,
- [7] Atlas Copco, Köln: „Expanderbroschüre“, 2017
- [8] Mit freundlicher Genehmigung der KBB Underground Technologies GmbH, Hannover
- [9] https://www.energy-charts.de/power_de.htm