

# DRUCKLUFTUNTERSTÜTZTE GUD-KRAFTWERKE ZUR KOMPENSATION FLUKTUIERENDER STROMEINSPEISUNG

Michael JAKUTTIS<sup>1</sup>, Rolf BÖRNER<sup>1</sup>, Annedore KANGGIEßER<sup>2</sup>, Samir BINDER<sup>1</sup>,  
Andreas HORNING<sup>1</sup>

## Inhalt

Mit der zunehmenden Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen ist eine grundlegende Neuausrichtung des bestehenden Systems der Elektroenergieversorgung verbunden. Insbesondere der verstärkte Ausbau der Windkraft- und Photovoltaikanlagen, die stark von wetter-, sonnenstand- und jahreszeitbedingten Schwankungen abhängig sind, stellt eine große Herausforderung dar. Nur ein Beispiel stellt die Elektroenergieerzeugung und der Verbrauch bei Jahresschwachlast in den Abbildung 1 dar. Bei geringem Elektroenergieverbrauch und gleichzeitig dominanter Windenergieeinspeisung müssen kurzfristig auch Grundlastkraftwerke heruntergefahren oder abgeschaltet werden. In diesem Fall wird auch kaum Strom aus Photovoltaikanlagen erzeugt. Regelkraftwerke müssen außerdem hohe Laständerungsgeschwindigkeiten und Teillasten realisieren. Mit Speichern, wie Druckluftspeichern, könnte die Windleistung gepuffert sowie mit der Vergleichmäßigung des konventionellen Kraftwerkseinsatzes Abschaltungen und die verschleißintensiven Einsatzbedingungen vermieden werden.

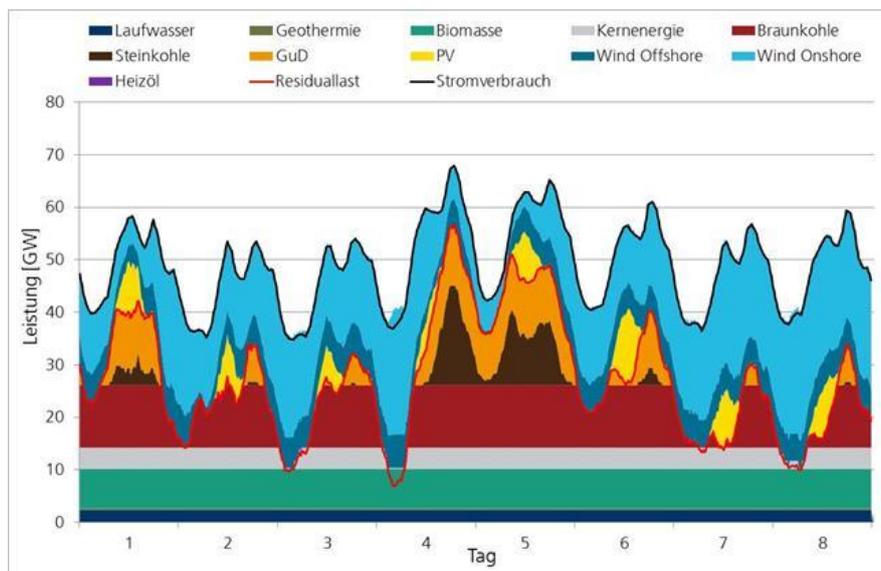


Abbildung 1: Perspektivische Elektroenergie-erzeugung und -verbrauch im Jahr 2020 (Beispiel Jahresschwachlast)

Daraus ergibt sich, dass die fluktuierende Erzeugung elektrischer Energie zur Aufrechterhaltung einer sicheren Stromversorgung mit dem Energiebedarf der Verbraucher in Einklang zu bringen ist. Dazu müssen einerseits entsprechende Kapazitäten an fossiler Kraftwerksleistung, vor allem in Steinkohle- und Gaskraftwerken, vorgehalten werden, die flexibel Schwankungen in Angebot und Nachfrage ausgleichen können. Andererseits sind Energiespeicher in das bestehende Versorgungssystem zu integrieren, mit denen Stromerzeugung und -verbrauch zeitlich entkoppelt und ein ungünstiger Teillastbetrieb oder die kurzzeitige Abschaltung von Kraftwerken in Schwachlastzeiten vermieden werden kann. Neben Pumpspeicherkraftwerken zählen Druckluftspeicher zu den potenziell aussichtsreichen Verfahren zur Speicherung größerer Energiemengen.

<sup>1</sup> Michael Jakuttis, Rolf Börner, Samir Binder, Andreas Hornung, Fraunhofer UMSICHT, Institutsteil Sulzbach-Rosenberg, An der Maxhütte 1, D-92237 Sulzbach-Rosenberg,

E-Mail: michael.jakuttis@umsicht.fraunhofer.de, www.umsicht-suro.fraunhofer.de

<sup>2</sup>Annedore Kanggießer Fraunhofer UMSICHT, Osterfelder Straße 3, D-46047 Oberhausen, www.umsicht.fraunhofer.de

Das vorliegende Abstract beschäftigt sich daher mit dem Ziel der Entwicklung eines Gas- und Dampfturbinen-(GuD)-Kraftwerkes, das in Kombination mit einem Druckluftspeicher (Compressed Air Energy Storage, CAES) als flexibel einsetzbare Anlage sowohl Schwankungen im Strombedarf ausgleichen, fluktuierende Stromeinspeisung der Erneuerbaren Energien kompensieren kann.

## Methodik

Druckluftspeicherkraftwerke (CAES) setzen sich im Wesentlichen aus den Funktionseinheiten zur Luftverdichtung, Druckluftspeicherung, Druckluftexpansion einschließlich Brennkammer sowie peripheren Anlagen, z.B. zur Erdgasversorgung und Verdichterkühlung zusammen. Da spezifische CAES-Anlagenkomponenten am Markt größtenteils nicht verfügbar sind, woraus auch ein entsprechend hoher Entwicklungsbedarf resultiert, wurden bei den Verfahrenskonzepten Daten aus dem Druckluftspeicherkraftwerk Huntorf sowie adaptierbare Standardgasturbinentechnik berücksichtigt.

Abbildung 2 zeigt eines der konzipierten Verfahrenskonzepte mit einer größtmöglichen Flexibilität im Betrieb. Die Verdichter für die Beladung des Druckluftspeichers im CAES-Betrieb können hinsichtlich der Leistungen und Beladezeiten variabel entsprechend der auszugleichenden fluktuierenden Netzlasten ausgelegt werden. Der zusätzlich gestrichelt dargestellte Mitteldruck-Verdichter stellt eine Option zur möglichen Einhaltung zulässiger Endtemperaturen in den Verdichterstufen dar. Die Entladung des Druckluftspeichers erfolgt über den separaten Expansionsstrang mit Hochdruck- und Niederdruck-Gasturbine, deren Abgaswärme wiederum zur Dampferzeugung im nachgeschalteten Abhitzeessel genutzt wird. Die unabhängig vom Druckluftbetrieb einsetzbare Standardgasturbine kann sowohl im „open cycle“- als auch GuD-Betrieb arbeiten, wobei bei letzterem das Abgas der Gasturbine ebenfalls in dem der CAES-Anlage nachgeschalteten Dampfkraftprozess genutzt wird. Diese Kopplung der Abgasströme ist bei der Auslegung und dem Betrieb der Anlagenteile zu berücksichtigen. Die Abgastemperaturen der Standardturbine und der Niederdruckgasturbine der CAES-Anlage, auf die die Heizflächen des Abhitzeessels abzustimmen sind, müssen annähernd gleich sein. Aus unterschiedlichen Abgasmassenströmen können außerdem unterschiedliche Dampfleistungen und damit Teillastfahrweisen von Abhitzeessel und Dampfturbine resultieren, die jedoch wegen des damit verbundenen Wirkungsgradabfalls nur im begrenzten Teillastbereich betrieben werden sollten.

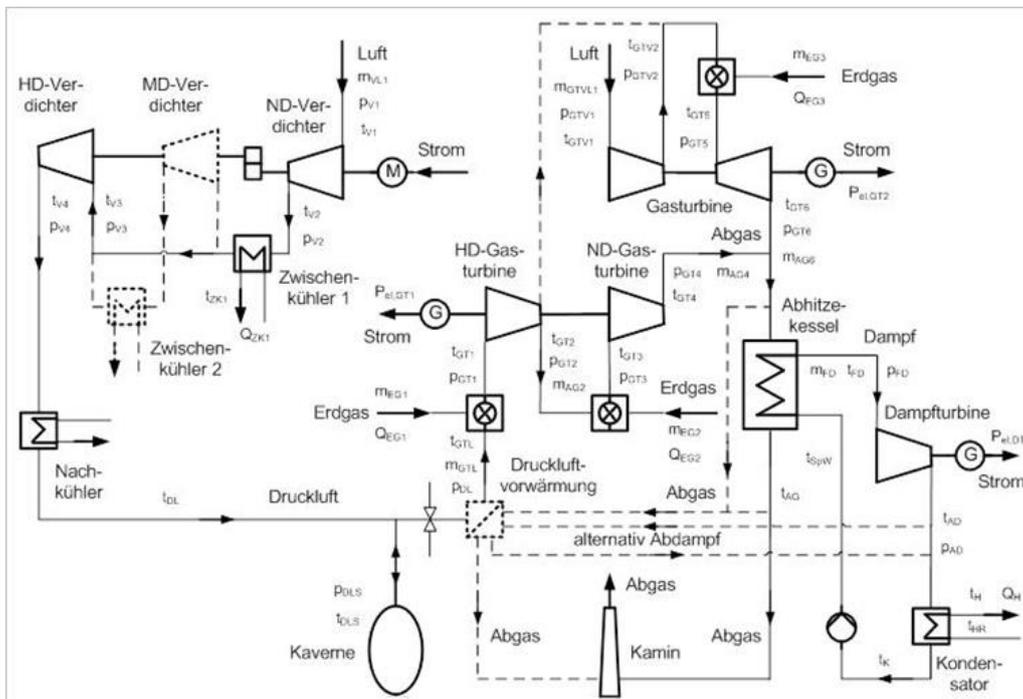


Abbildung 2: Potenzielle Verfahrensvariante mit einer weitgehend entkoppelten Anlagentechnik für GuD- und CAES-Betrieb

Das Konzept bietet weitere Möglichkeiten der Anlagenschaltung, die als Optionen gestrichelt dargestellt sind. Beispielsweise könnte die Abgaswärme vor oder nach dem Abhitzekegel zur Druckluftvorwärmung beim CAES-Betrieb genutzt werden. Die eingezeichnete Einbindung der in der HD-Gasturbine entspannten Druckluft in die Standardgasturbine könnte weiterhin zu einer Reduzierung des Erdgaseinsatzes beitragen. Des Weiteren könnten die CAES-Anlage und die separate Gasturbine, eventuell mit einem Abgasbypass um den Abhitzekegel, auch parallel betrieben werden.

### **Betriebsweisen**

Die Grobauslegung der betrachteten Verfahrensvariante eines GuD-Kraftwerkes mit Druckluftspeicher basiert auf den thermodynamischen Berechnungsgrundlagen für Gasturbinenprozesse (Joule-Prozess), für die CAES-Anlage mit der getrennten Auslegung für die Niederdruck- und Hochdruckteile von Verdichter und Gasturbine, sowie für Dampfkraftprozesse (Clausius-Rankine-Prozess) mit den Hauptkomponenten Abhitzekegel und Dampfturbine. Ausgehend von einer maximalen Leistung von 340 MW erfolgt die Grobauslegung grundsätzlich auf der Basis theoretischer Kreisprozessberechnungen.

Die sich ergebenden Anlagenparameter der drei unterschiedlichen Betriebsweisen der Verfahrensvariante aus Abbildung 2, den „open cycle“-Betrieb, den GuD-Betrieb ohne Druckluftspeicher sowie den CAES-GuD-Betrieb mit Druckluftspeicher sind in Tabelle 1 zusammengestellt.

Tabelle 1 Anlagenparameter für die Betriebsweisen Gasturbine und GuD ohne Druckluft sowie CAES-GuD mit Druckluftspeicher

Betriebsweise/Anlage	Parameter		Wert	Einheit
<b>Standardgasturbine</b>			<b>GE</b>	
Turbinentyp			MS9001E	
<b>Gasturbine im „open cycle“</b>	<b>Elektrische Leistung</b>	<b><math>P_{el,GT2}</math></b>	<b>126,1</b>	<b>MW</b>
(ohne Druckluft)	Leistung Erdgas	$Q_{EG3}$	384,5	MW
	Massenstrom Erdgas <sup>1)</sup>	$m_{EG3}$	8,93	kg/s
	Temperatur Abgas	$t_{GT4}$	543	°C
<b>GuD ohne Druckluft</b>	<b>Elektrische Leistung</b>	<b><math>P_{el,GuD}</math></b>	<b>168,0</b>	<b>MW</b>
(ohne Druckluft)	Leistung Erdgas	$Q_{EG3}$	384,5	MW
	Massenstrom Erdgas <sup>1)</sup>	$m_{EG3}$	8,93	kg/s
<b>Abhitzekegel</b>	Abgasleistung	$Q_{AG6}$	188,9	MW
	Frischdampfmassenstrom	$m_{FD}$	51,9	kg/s
<b>Dampfturbine</b>	Elektrische Leistung	$P_{el,DT}$	41,9	MW
<b>CAES-GuD mit Druckluft</b>	<b>Elektrische Leistung</b>	<b><math>P_{el,GuD}</math></b>	<b>339,3</b>	<b>MW</b>
	Leistung Erdgas	$Q_{EG1+2}$	487,3	MW
	Massenstrom Erdgas <sup>1)</sup>	$m_{EG1+2}$	11,32	kg/s
<b>Verdichter</b>	Elektrische Leistung	$P_{el,V}$	57,1	MW
(Beladung Speicher)	Massenstrom Druckluft	$m_{VL1}$	90,0	kg/s
<b>ND-Verdichter</b>	Verdichterleistung	$P_{V,ND}$	31,2	MW
	Austrittstemperatur	$t_{V2}$	352,5	°C
<b>HD-Verdichter</b>	Verdichterleistung	$P_{V,HD}$	21,9	MW

Betriebsweise/Anlage	Parameter		Wert	Einheit
	Austrittstemperatur	$t_{v4}$	281,4	°C
<b>Druckluftspeicher</b>	Speichervolumen	$V_{DL5}$	135	Tm <sup>3</sup>
<b>Gasturbine</b>	Elektrische Leistung	$P_{el,GT1}$	303,8	MW
(Entladung Speicher)	Massenstrom Druckluft	$m_{GTL}$	360,0	kg/s
<b>HD-Gasturbine</b>	Turbinenleistung	$P_{GT,HD}$	75,2	MW
	Austrittstemperatur	$t_{GT2}$	345,4	°C
<b>ND-Gasturbine</b>	Turbinenleistung	$P_{GT,ND}$	237,9	MW
	Abgastemperatur	$t_{GT4}$	522,3	°C
<b>Abhitzekeessel</b>	Abgasleistung	$Q_{AG6}$	159,9	MW
	Frischdampfmassenstrom	$m_{FD}$	44,0	kg/s
<b>Dampfturbine</b>	Elektrische Leistung	$P_{el,DT}$	35,5	MW

1) mit  $H_{u,EG} = 34 \text{ MJ/m}^3_N$ ,  $\rho_{EG} = 0,79 \text{ kg/m}^3_N$

Die elektrischen Leistungen der gewählten separaten Standardgasturbine GE MS9001E betragen im „open cycle“-Betrieb ca. 126,1 MW und im GuD-Betrieb ca. 168,0 MW. Diese Gasturbine ist relativ flexibel entsprechend der Netz- und Strommarktbedingungen unabhängig vom Beladezustand des Druckluftspeichers einsetzbar und kann auch parallel zur CAES-Expansionsturbine betrieben werden. Letzteres mit der Einschränkung, dass nicht beide Abgasströme gleichzeitig zur Dampferzeugung genutzt werden können, da dies eine nicht sinnvolle Überdimensionierung von Abhitzekeessel und Dampfturbine für den einzelnen Gasturbinenbetrieb voraussetzen würde. Ein gleichzeitiger Betrieb der Gasturbinen ist deshalb nur mit einem Abgasbypass über den Abhitzekeessel möglich.

Die separate Gasturbineneinheit für den Betrieb mit Druckluftspeicher ist für eine elektrische Leistung von ca. 303,8 MW ausgelegt. Mit Dampfturbine werden im CAES-GuD-Betrieb ca. 339,3 MW erreicht. Aufgrund der nicht identischen Abgasleistungen von Standardgasturbine und ND-Turbine wird durch die Dampfturbine im CAES-GuD-Betrieb eine etwas geringere Leistung von ca. 35,5 MW, gegenüber ca. 41,9 MW mit Standardgasturbine, erzeugt.

Die getrennte Verdichtereinheit ermöglicht eine variable Auslegung hinsichtlich optimaler Beladezeiten. Als Untervarianten (U1, U2, U3) werden deshalb eine Verkürzung der Zeiten zur Speicherbeladung von 8 h auf 4 h bzw. 2 h betrachtet werden. Die sich aus der entsprechenden Erhöhung des Luftmassenstroms ergebenden Verdichterleistungen sind in Tabelle 2 ersichtlich. Die Erzeugerleistungen beim Entladebetrieb sind, wie oben für eine Beladezeit von 8 h in Tabelle 9 dargestellt, jeweils gleich.

Tabelle 2 Verdichterparameter mit kürzeren Beladezeiten des Druckluftspeichers

Betriebsweise/Anlage	Parameter		Wert			Einheit
	<b>Zeit Speicherbeladung</b>	$T_{Bel}$	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>h</b>
<b>Verdichter</b>	Elektrische Leistung	$P_{el,V}$	57,1	114,3	228,5	MW
(Beladung Speicher)	Verdichterleistung	$P_V$	53,2	106,3	212,7	MW
	Massenstrom Druckluft	$m_{VL1}$	90,0	180,0	360,0	kg/s

Vor dem Hintergrund zukünftig schnellerer Lastwechsel erneuerbarer Erzeuger soll die durchgeführte Grobauslegung der Anlagenvariante mit verschiedenen Beladezeiten des Druckluftspeichers hinsichtlich der erzielbaren Erlöse eine Abschätzung des Einflusses kürzerer Beladezeiten und

größerer Verdichterleistungen bei ansonsten identischer Anlagenkonzeption ermöglichen. Die Verkürzung der Beladezeiten erfolgt vorbehaltlich der geophysikalisch zulässigen Druckgradienten potenziell nutzbarer Kavernen, die hier nicht näher betrachtet werden.

### **Ermittlung spezifischer Investitionskosten**

Die Investitionskosten werden auf Grundlage von öffentlich zugänglichen Literaturdaten abgeschätzt, im Wesentlichen spezifische Kosten für CAES-Anlagenkonzepte und konventionelle Kraftwerkstechnik. Alle in US-Dollar angegebenen Literaturdaten werden mit einem durchschnittlichen Eurokurs von 0,75 €/US\$ umgerechnet.

Die Gesamtinvestitionskosten werden in die Hauptkomponenten CAES-Anlage, Dampfkraftprozess, konventionelle Gasturbine und zusätzliche Verdichtereinheit aufgeteilt.

Die Bandbreite der veröffentlichten Investitionskosten für CAES-Kraftwerke reicht von ca. 450 €/kW bis 1.000 €/kW installierter Erzeugerleistung [z.B. store 2012, Nölke 2006]. Die Literaturangaben sind anlagenspezifisch nicht eindeutig zuordenbar, da sie unterschiedliche CAES-Konzepte, Leistungen, Standortbedingungen sowie Verfahrensvarianten beinhalten.

Die Investitionskosten der bisher realisierten CAES-Kraftwerke Huntorf und McIntosh betragen zum Zeitpunkt der jeweiligen Errichtung ca. 400 €/kW [store 2012]. Dies deckt sich annähernd mit den veröffentlichten Daten des Kraftwerkes McIntosh mit einer Investitionssumme von ca. 65 Mio.\$ [DOE 2012], die mit der installierten Leistung von 110 MW ca. 440 €/kW entspricht. Die Hochrechnung auf das gegenwärtige Preisniveau ergibt mit der Annahme einer jährlichen Inflationsrate von durchschnittlich 2 % sowie unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Inbetriebnahmejahre spezifische Kosten für Huntorf von ca. 800 €/kW und für McIntosh von ca. 620 €/kW bis 680 €/kW. Andere Konzeptstudien prognostizieren für ein konventionelles CAES-Kraftwerk analog dem Konzept und der Leistung des Kraftwerkes McIntosh spezifische Kosten von ca. 640 €/kW [AzRISE 2010] bzw. ca. 550 €/kW [Schäinker 2008b].

Für GuD-Kraftwerke wird mit spezifischen Investitionskosten von ca. 450 €/kW [EIA 2008] bis ca. 900 €/kW [AEE 2012] gerechnet. Dagegen liegen die Investitionskosten für reine („open cycle“) Gaskraftwerke bei ca. 320 €/kW bis 410 €/kW [EIA 2008, AzRISE 2010, ES&P 2010].

Die Investitionskosten für konventionelle Dampfkraftwerke liegen bei ca. 1.400 €/kW (Steinkohle) beziehungsweise ca. 1.500 €/kW (Braunkohle) [AEE 2012]. Davon würde der Anteil der Dampfturbine einschließlich Dampfsystem (ohne Kessel) bei ca. 640 €/kW bis 800 €/kW liegen [Hamelinck 2004, Kerdoncuff 2008]. Legt man die Differenz der durchschnittlichen Kosten von GuD-Kraftwerken (ca. 700 €/kW) und reinen Gasturbinenanlagen (ca. 350 €/kW) zugrunde, betragen, unter Berücksichtigung des Leistungsanteils der Dampfturbine (ca. 37 %) an der gesamten GuD-Leistung, die Investitionskosten für den Dampfkraftprozess einschließlich Abhitzeessel ca. 950 €/kW, bezogen auf die Dampfturbinenleistung.

Die Literaturangaben für Verdichterkosten weisen abhängig von den Druckverhältnissen und speziellen Anwendungen eine sehr große Schwankungsbreite auf und sind für den CAES-Luftverdichter nicht verwertbar. Deshalb erfolgt eine Abschätzung dieses Kostenanteils unter Berücksichtigung anteiliger Verdichterkosten an CAES-Gesamtanlagen (ca. 15 %) und des Verhältnisses von Verdichter- und Gasturbinenleistung. Als Mittelwert kann von ca. 400 €/kW bezogen auf die Verdichterleistung ausgegangen werden.

Für die Abschätzung der Gesamtinvestitionskosten der einzelnen Verfahrensvarianten werden folgende spezifischen Komponentenkosten, die in Auswertung der o.g. Literaturangaben realistisch erscheinen, zugrunde gelegt:

- CAES-Anlage: ca. 700 €/kW (Bezug CAES-Erzeugerleistung)
- Dampfkraftprozess: ca. 950 €/kW (Bezug Dampfturbinenleistung)
- Verdichter: ca. 400 €/kW (Bezug Verdichterleistung)
- Gasturbine: ca. 350 €/kW (Bezug Gasturbinenleistung)

Die Berechnung der Gesamtanlagenkosten erfolgt mit diesen spezifischen Kosten und den berechneten Auslegungsleistungen der Hauptkomponenten ohne Berücksichtigung einer

möglicherweise leistungsbezogenen Kostendegression. Degressionskoeffizienten sind anlagen- bzw. komponentenspezifisch [Kerdoncuff 2008] und wären nur auf der Grundlage von belastbaren Daten für ein konkretes Kraftwerk mit vergleichbarer Anlagenkonfiguration sinnvoll.

### **Investitionskosten der Verfahrensvariante**

Die berechneten Gesamtinvestitionskosten der einzelnen Anlagenvarianten und die sich jeweils ergebenden spezifischen Kosten, bezogen auf die installierte CAES-GuD-Gesamtleistung, sind in Tabelle 3 zusammengestellt.

Tabelle 3 Gesamtinvestitionskosten und spezifische Kosten der Verfahrensvariante/Untervariante

Untervariante	Speicherbeladung	Investitionskosten gesamt	Leistung CAES-GuD	Spezifische Investitionskosten
	h	Mio.€	MW	€/kW
U1	8	295	339,3	874
U2	4	320	339,3	937
U3	2	360	339,3	1.062

Im Vergleich mit den o.g. Literaturwerten, den Kosten für die bisher realisierten CAES-Kraftwerke Huntorf und McIntosh und in Relation zu konventionellen Kraftwerken stellen die Gesamtinvestitionskosten eine realistische Größenordnung dar. Dies belegen auch die spezifischen Investitionskosten, die unter Berücksichtigung der zusätzlichen Anlagenkomponenten eine nachvollziehbare Kostenerhöhung gegenüber den mittleren Kosten für CAES-Anlagen oder konventionellen GuD-Kraftwerken aufweisen.

Für die betrachtete Verfahrensvariante bildet die CAES-Anlage den Hauptkostenfaktor. Der Kostenanteil des Dampfkraftprozesses ist relativ gering, auch wegen des verhältnismäßig kleinen Anteils an der Gesamtleistung. Der Investitionsaufwand für einen zusätzlichen bzw. größeren Verdichter ist nicht unerheblich. Dem gegenüber ist der Kostenanteil für eine separate Gasturbine mit Nutzung der bereits für den CAES-Prozess erforderlichen peripheren Anlagen im Verhältnis zu den Gesamtkosten des CAES-GuD-Kraftwerkes relativ gering (ca. 12 % bis 15 %).

### **Erlösabschätzung**

Zur weiteren Beurteilung der wirtschaftlichen Realisierbarkeit eines GuD-Kraftwerkes mit Druckluftspeicher werden im Folgenden die am Markt erzielbaren Erlöse mit dem von Fraunhofer UMSICHT entwickelten generischen Modell für die Einsatz- und Auslegungsoptimierung von netzgekoppelten Speichersystemen GOMES<sup>®</sup> (Generic Optimization Model for Energy Storage) abgeschätzt. Weitere Informationen über GOMES<sup>®</sup> können in [Kanngießer 2014] nachgelesen werden. Die Verfahrensvariante kann dabei in unterschiedlichen Modi betrieben werden:

- GT (Betrieb als reines Gasturbinenkraftwerk)
- GuD (Betrieb als reines GuD-Kraftwerk)
- GT-CAES (Betrieb als diabates Druckluftspeicherkraftwerk)
- GuD-CAES (Betrieb als diabates Druckluftspeicherkraftwerk unter zusätzlicher Nutzung der Gasturbinenabwärme in einem Dampfprozess)

### **Erlösbetrachtungen für Anwendung „Energieverschiebung durch Handel am Spotmarkt“**

Die Anwendung beruht auf der Teilnahme des Speichers am Intra-Day- oder Day-Ahead-Spotmarkt. Die beiden Märkte unterscheiden sich durch die Länge der gehandelten Zeitscheibe (Day-Ahead: 1 Stunde, Intraday: 15 Minuten) sowie den Zeitpunkt der Fahrplanfestlegung (Day-Ahead: 12 Uhr am Vortag, Intraday: 45 Minuten vor Beginn der Zeitscheibe).

Die Berechnungen wurden anhand der stündlich aufgelösten Spotpreis-Zeitreihen aus den Jahren 2011 und 2012 durchgeführt. Die statistischen Kennwerte hierzu sind in Tabelle 4 aufgeführt. Für Kraftwerke ist die absolute Höhe des Preisniveaus am Spotpreis entscheidend für die Wirtschaftlichkeit, für Speicher dagegen die auftretenden Differenzen zwischen niedrigen und hohen Preisen. Diabate Druckluftspeicherkraftwerke werden aufgrund der Gaszufuhr von beiden Faktoren beeinflusst.

Tabelle 4 Statistische Kennwerte für die historischen Spotpreiszeitreihen 2011 und 2012

	<b>Minimum</b>	<b>Maximum</b>	<b>Mittelwert</b>	<b>Standardabweichung</b>
	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]
2011	-36,8	117,5	51,1	13,6
2012	-222,0	210,0	42,6	18,7

In einer Vorabbetrachtung werden die variablen Stromerzeugungskosten der verschiedenen Betriebsmodi mit den geordneten Spotpreis-Zeitreihen verglichen. Dabei wird ersichtlich, dass in allen Modi eine sehr niedrige Anzahl an Betriebsstunden erwartet werden kann, wobei der Modus GuD-CAES mit ca. 2500 h vorne liegt. Dies bestätigt sich nach Durchführung der Einsatzoptimierung mit GOMES®. Die niedrige Anzahl an Betriebsstunden – vor allem der Kraftwerksmodi – spiegelt sich in den sehr geringen Erlösen wider. Der maximale Erlös wird mit 500 T€/a von Untervariante 3 im Modus „GuD-CAES“ bei einer Speicherbeladungszeit von 2 h erreicht. Im Mittel erhöht die Nutzung der Gasturbinenabwärme im dahinter geschalteten Dampfprozess den Jahreserlös um den Faktor 1,6.

Tabelle 5 Mittlerer erzielbarer Jahreserlös 2011/12 am Day-Ahead-Spotmarkt verschiedener Varianten und Modi

<b>Untervariante</b>	<b>GT</b>	<b>GuD</b>	<b>GT-CAES</b>	<b>GuD-CAES</b>
	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]
U1	50.000	260.000	265.000	410.000
U2	50.000	260.000	295.000	480.000
U3	50.000	260.000	310.000	500.000

Insgesamt zeigt sich, dass sich mit dem Handel am Day-Ahead-Spotmarkt unter den momentanen Marktbedingungen nur sehr geringe Jahreserlöse erzielen lassen.

### Erlösbetrachtungen für Anwendung „Bereitstellung von Regelleistung“

Die Erlöse für die Bereitstellung von Regelenergie der Anlagenvariante bei verschiedenen Beladezeiten in der Anwendung „Bereitstellung von Regelleistung“ sind in Tabelle 7 dargestellt. Aufgrund der Anfahrzeiten der Betriebsmodi (GT sowie GT-CAES: 6-9 Minuten; GUD sowie GuD-CAES: 45 Minuten) kann die Anlage lediglich für die Bereitstellung von Minutenreserveleistung genutzt werden, wenn sie im GT bzw. GT-CAES Modus betrieben wird. Im Folgenden werden die Ergebnisse für den Modus GT-CAES vorgestellt. Aufgrund der gewählten Angebotsstrategie (negatives bzw. positives Angebot jeweils in Höhe der installierten Verdichter- bzw. Turbinenleistung) ist vor allem bei der negativen Minutenreserve eine deutliche Variation in den Erlösen zu beobachten.

Tabelle 7 Erzielbare Jahreserlöse 2011 in der Anwendung "Bereitstellung von Regelleistung"

<b>Untervariante</b>	<b>Negative Regelleistung</b>	<b>Positive Regelleistung</b>
	[€/a]	[€/a]
U1	1.100.000	3.600.000
U2	1.900.000	3.600.000
U3	3.400.000	3.600.000

Für die Ermittlung der optimalen Variante, sind die Erlöse den jeweiligen Investitionskosten gegenüberzustellen. Innerhalb einer Anlagenvariante ist es in allen betrachteten Fällen ökonomisch attraktiver, positive statt negative Minutenreserve anzubieten. Dies ist auf die technische Auslegung zurückzuführen, bei der die Turbine in allen Fällen eine höhere installierte Leistung aufweist als der Verdichter. Marktseitig wäre es möglich, mit derselben Anlage sowohl positive als auch negative Minutenreserve anzubieten. Aufgrund der bei Speichern notwendigen Kapazitätsvorhaltung für positive Minutenreserve bzw. Kapazitätsfreihaltung für negative Minutenreserve, ist dies – insbesondere bei relativ kleinen Kavernen wie in dieser Variante – nur schwierig umsetzbar bzw. würde zu einer unverhältnismäßig häufigen Nutzung des „Notfallpools“ führen. Eine Addition der in Tabelle 7 enthaltenen Erlöse für negative und positive Minutenreserve ist somit nicht möglich.

Bei näherer Analyse zeigt sich, dass sich die Zusammensetzung der Erlöse bei positiver und negativer Minutenreserve deutlich unterscheiden. Während bei der negativen Minutenreserve die Leistungspreiserlöse den größten Anteil ausmachen, dominieren bei der positiven Minutenreserve die Arbeitspreiserlöse die Erlössituation. Ein weiterer Unterschied besteht in der Interaktion mit dem Day-Ahead-Spotmarkt. Bei der Bereitstellung von negativer Minutenreserve wird die abgerufene und dabei eingespeicherte Energie am Folgetag an den Spotmarkt verkauft, wodurch der Spotmarkt für die Anwendung eine Erlösquelle darstellt. Dagegen wird der Spotmarkt im Falle positiver Minutenreserve genutzt, um die in der Kaverne vorzuhaltende Energie einzukaufen, welche im Abruffall ans Netz abgegeben wird. Hierdurch erscheint der Spotmarkt als Kostenposition in der Bilanz. Hinsichtlich der Kosten für den „Notfallpool“ können die bei den Modell-Eingangsdaten erläuterten Zusammenhänge nachgewiesen werden, insbesondere bei der Bereitstellung von negativer Minutenreserve. Je größer die Verdichterleistung, d.h. je geringer die Beladezeit, desto häufiger wird der Pool aktiviert.

Im Folgenden wird beispielhaft für die Variante U3 im Modus „GT-CAES“ eine Sensitivitätsanalyse auf die Eingangsgrößen Gaspreis sowie Kavernengröße durchgeführt. Untersucht werden soll, wie sensitiv der erzielbare Erlös auf diese Eingangsgrößen reagiert. Die Ergebnisse sind in Abbildung 3 zusammengefasst.

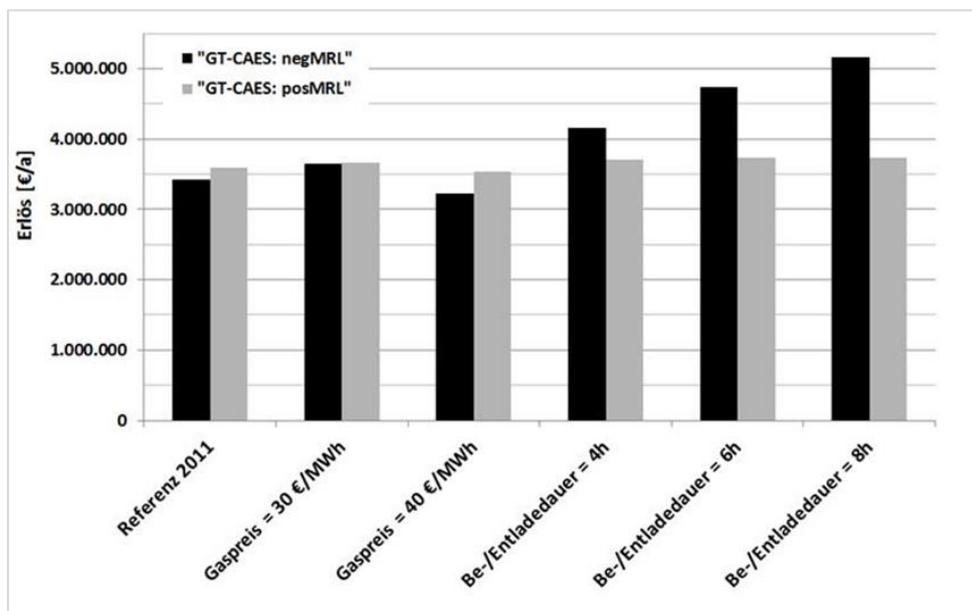


Abbildung 3: Sensitivitätsanalyse Anwendung "Bereitstellung von Regelleistung"

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse zeigen, dass der erreichbare Erlös bei Angebot positiver Minutenreserve weitgehend nicht-sensitiv ist, d.h. nur wenige Prozentpunkte vom Referenzwert von 3.600 T€ abweicht. Die geringe Sensitivität auf den Gaspreis zeigt sich in ähnlicher Form auch bei dem Angebot negativer Minutenreserve. Dagegen kann durch Vergrößerung der Kaverne bei Angebot negativer Minutenreserve der erreichbare Erlös um bis zu 50% gesteigert werden. Für die Beurteilung der optimalen Kavernengröße sind die zusätzlichen Erlöse den zusätzlichen Investitionskosten gegenüber zu stellen.

Eine Stärke der Anlagenvariante ist es, dass die Anlage im kombinierten Speicher- und Kraftwerksmodus betrieben werden kann. Dabei kann zum einen der Modus „GuD“ genutzt werden, um Spitzenstrom an den Day-Ahead-Spotmarkt zu verkaufen. In der dargestellten Anlagenvariante können ebenso die Modi „GT-CAES“ und „GT“ miteinander kombiniert werden, wodurch ermöglicht wird, dass die separate „GT“ ebenfalls am Regelleistungsmarkt agiert und dort positive Minutenreserve anbietet. Da die Varianten U1 bis U3 dieselbe installierte GuD- bzw. GT-Leistung besitzen, ist der erhaltene Zusatzerlös für alle drei Varianten identisch. Für die Spitzenstrombereitstellung im Modus „GuD“ kann nur ein geringer Zusatzerlös von ca. 65 T€ erzielt. Unter Annahme derselben Angebotsstrategie wie für den Speicher, erbringt die Bereitstellung von positiver Minutenreserve mit der separaten Gasturbine einen Zusatzerlös in Höhe von ca. 1.350 T€.

## **Ergebnisse**

Druckluftspeicherkraftwerke, die neben Pumpspeicherkraftwerken das Potenzial zur Zwischenspeicherung großer Energiemengen besitzen, können zur Sicherung der zukünftigen Elektroenergieversorgung auf der Basis regenerativer Energiequellen einen wesentlichen Beitrag leisten. Mit der konzeptionellen Entwicklung eines GuD-Kraftwerkes mit Druckluftspeicher können die spezifischen Vorteile von Gas- und CAES-Kraftwerken, schnelle Bereitstellung von Regelenergie und Ausgleich der Lastspitzen aus fluktuierender Elektroenergieerzeugung, in einer Anlage kombiniert werden.

Die Verfahrensvariante in Abbildung 2, mit separaten Anlagenteilen der Verdichtereinheit zur Druckluftspeicherung, der Expansionseinheit zur Druckluftentladung und der unabhängigen Standardgasturbine, ermöglichen eine flexible Anpassung an energiewirtschaftliche und standortspezifische Anforderungen. Der elektrische Wirkungsgrad der unabhängig von der CAES-Anlage einsetzbaren, separaten Standardgasturbine beträgt ca. 32,8 %, im GuD-Betrieb ca. 43,7 %. Der berechnete CAES-Wirkungsgrad ist mit ca. 42,4 % und im CAES-GuD-Betrieb, auch bei nicht voll ausgelasteter Dampfturbine, bei ca. 47,4 %. Generell sind jedoch mit den für die Grobauslegung angesetzten Parametern und vereinfachten Berechnungsmodellen die energetischen Optimierungspotenziale noch nicht ausgeschöpft. Eine Investitionskostenabschätzung zeigt, dass für diese Anlage mit spezifischen Investitionskosten von 800 - 1.100 €/kW kalkuliert werden muss.

Die Erlösabschätzung zeigt, dass das entwickelte GuD-Kraftwerk mit Druckluftspeicher unter aktuellen Marktbedingungen bei der Bereitstellung von Minutenreserve einen höheren Erlös erzielen kann als durch den Handel am Day-Ahead-Spotmarkt. Unter heutigen Marktbedingungen wäre folglich ein Einsatz am Minutenreservemarkt zu bevorzugen. Auch für diesen Fall sind jedoch die jährlichen Erlöse im Vergleich zu den abgeschätzten Investitionskosten wesentlich zu gering, so dass die Gesamtwirtschaftlichkeit als negativ bewertet werden muss.

Das Ergebnis hinsichtlich der Gesamtwirtschaftlichkeit stimmt mit weiteren Studien überein, welche in der Vergangenheit für andere Speicher-technologien in verschiedenen Speicheranwendungen die Wirtschaftlichkeit bewertet haben. Darüber hinaus sind die Ergebnisse in den Kontext einzuordnen, dass aktuell aufgrund der zu beobachtenden Veränderung der Marktpreise sogar vereinzelt über Stilllegungen existierender (Speicher-) Kraftwerke nachgedacht wird. Demgegenüber stehen Studien, die einen steigenden Bedarf an Stromspeichern bzw. weiteren Flexibilitätsoptionen prognostizieren, um die Systemstabilität und Versorgungssicherheit zu erhalten. Es ist daher zu erwarten, dass in den nächsten Jahren regulatorische Änderungen vorgenommen werden, die die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen so verändern, dass ein Anreiz zum Bau und Betrieb von (Speicher-) Kraftwerken gesetzt wird.

## **Danksagung**

Fraunhofer UMSICHT bedankt sich beim Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie für die Förderung dieses Projekts.

## Literatur

- AAE 2012                      Agentur für Erneuerbare Energien (AAE): Die Investitionskosten neuer Kraftwerke als Einflussfaktor auf die Kosten der Energiewende. [www.energiestudien.de](http://www.energiestudien.de), November 2012
- AzRISE 2010                      Arizona Research Institute for Solar Energy (AzRISE): Study of Compressed Air Energy Storage with Grid and Photovoltaic Energy Generation. APS Final Draft Report, University of Arizona, August 2010
- DOE 2012                      Advanced Underground CAES Project. DOE Energy Storage Database, [www.energystorageexchange.com](http://www.energystorageexchange.com)
- EIA 2008                      Geschätzte Investitionskosten of Power Generating Plant Technologies in den USA. Energy Information Administration (EIA), [www.jcmiras.net](http://www.jcmiras.net), 26.06.2008
- ES&P 2010                      Energy Storage and Power LLC: Second Generation CAES Technology (CAES2) Projects: General Performance and Operational Characteristics. Columbia University New York, CAES 2010
- Hamelinck 2004                      Hamelinck, C. N.: Outlook for advanced biofuels. Proefschrift Universiteit Utrecht, ISBN 90-393-3691-1, 07. Juni 2004
- Kanngießner 2014                      Kanngießner, A.: Entwicklung eines generischen Modells zur Einsatzoptimierung von Energiespeichern für die techno-ökonomische Bewertung stationärer Speicheranwendungen. Verlag Karl Maria Laufen, Oberhausen, 2014.
- Kerdoncuff 2008                      Kerdoncuff, P.: Modellierung und Bewertung von Prozessketten zur Herstellung von Biokraftstoffen der zweiten Generation. Universitätsverlag Karlsruhe, ISBN 978-3-86644-289-4, 2008
- Nölke 2006                      Nölke, M.: Compressed Air Energy Storage (CAES) – eine sinnvolle Ergänzung zur Energieversorgung? Promotionsvortrag, 20.10.2006
- store 2012                      Report summarizing the current Status, Role and Costs of Energy Storage Technologies. Final Version D21., [www.store-projekt.eu](http://www.store-projekt.eu), March 2012