

DRUCKLUFTUNTERSTÜTZTE GUD-KRAFTWERKE ZUR KOMPENSATION FLUKTUIERENDER STROMEINSPEISUNG

Michael JAKUTTIS¹, Rolf Börner¹, Samir BINDER¹, Andreas HORNING^{1,2}

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. Diese fluktuierende Erzeugung elektrischer Energie ist zur Aufrechterhaltung einer sicheren Stromversorgung mit dem Energiebedarf der Verbraucher in Einklang zu bringen.

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.

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 1 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.

¹ 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.de

² Andreas Hornung, European Bioenergy Research Institute - EBRI, School of Engineering & Applied Science, Aston University, Birmingham B4 7ET, England UK, www.ebri.org.uk

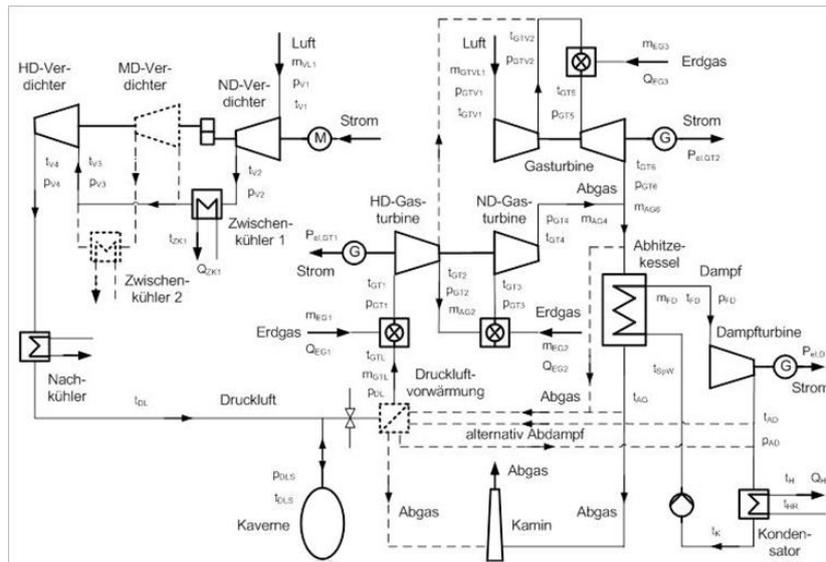


Abbildung 1: Potenzielle Verfahrensvariante mit einer weitgehend entkoppelten Anlagentechnik für GuD- und CAES-Betrieb

Das Konzept bietet weitere Möglichkeiten der Anlagenschaltung, die als Optionen gestrichelt dargestellt sind. Beispielsweise könnte die Abgaswärme vor oder nach dem Abhitzekessel 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 Abhitzekessel, auch parallel betrieben werden. Weiterhin wurde bzw. werden im Zuge der Untersuchungen eine Investitions- und Erlösabschätzung, mit verschiedenen Verfahrensvarianten zur Kombination von GuD- und CAES-Betrieb durchgeführt.

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 1, 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 Anlagen mit spezifischen Investitionskosten von 800 - 1.100 €/kW kalkuliert werden muss.