

Energieeffiziente Maßnahmen zur Abwärmennutzung und Stromerzeugung bei Erdgasspeichern

Von Sebastian Grill und Stephan Zacherl

Bei konventionellen Gasspeichern bleiben in der Regel Energieeffiziente Maßnahmen unberücksichtigt. Durch den Einsatz von Gasexpandern in Kombination mit Kraft-Wärme-Kopplung kann ein großer Teil der Energie, der beim Verdichten des Gases investiert wurde, wieder zurückgewonnen werden. Diese Nutzung und Kombination in der Auslagerstrecke eines Gasspeichers bietet die Möglichkeit, das wirtschaftliche Potential der Energierückgewinnung und Energieoptimierung auf einfache Art und Weise zu realisieren.

EINLEITUNG

In Europa erstreckt sich ein über mehrere tausend Kilometer langes Erdgasleitungssystem mit einer Vielzahl von angeschlossenen Gasspeicheranlagen. Diese Gasspeicheranlagen dienen zur Speicherung von Erdgas, das zum Ausgleich saisonaler Schwankungen oder zur Spitzendeckung genutzt wird. Grundsätzlich unterscheidet man zwischen Poren- und Kavernenspeicher.

Porenspeicher sind ehemalige Öl- oder Gaslagerstätten, die entsprechend umgewidmet werden, nachdem die eigentliche Förderung eingestellt worden ist. Für Kavernenspeicher werden durch Solung künstliche Hohlräume in unterirdischen Salzlagerstätten erzeugt.

Bei der Fahrweise werden folgende Prinzipien für Gasspeicher unterschieden:

Saisonal Speicher (Base-Load): Diese Erdgasspeicher werden normalerweise in den warmen Sommermonaten (Mai - Oktober) mit niedrigem Gasbedarf befüllt und in den Wintermonaten (November-April) zur Deckung von Mehrbedarf entleert.

Spitzenpeicher (Peak-Load): Abweichend von Saisonalen Speichern werden diese Speicher als Handelsspeicher für den kurzfristigen Ausgleich (Stunden- und Tagesausgleich) von Netzanforderungen eingesetzt. Hierzu eignen sich insbesondere Kavernenspeicher.

Bild 1 [1] zeigt einen Überblick über die Standorte von Speicheranlagen in Deutschland. Zurzeit beträgt die Speicherkapazität in Deutschland ca. 20 Mrd. m³ mit 40 Speicheranlagen¹.

Für die Einlagerung wird das Erdgas mit Hilfe von Verdichtereinheiten vom angeschlossenen Gastransportnetz in die Speicher gefördert. Die Verdichter erzeugen dabei die notwendige Druckerhöhung für die benötigten Durchsätze. Als Antriebe werden E-Antriebe und Gasturbinen bzw. -motoren verwendet. Als Verdichtertypen werden sowohl Kolbenkompressoren als auch Turboverdichter eingesetzt. Dementsprechend sind auf einem Gasspeicher je nach erforderlicher Gasmenge mehrere Verdichtereinheiten installiert.

Dem Bedarf und Druckverhältnissen entsprechend können sie im Parallelbetrieb oder in Serie gefahren werden. Der Druck wird dabei stufenweise bis zum gewünschten Enddruck erhöht. Da durch die Gasverdichtung die Temperatur des Gases zunimmt, muss dieses anschließend über Gaskühler rückgekühlt werden. Im Gegensatz dazu wird das Gas beim Auslagern für die notwendige Druckreduzierung vorgewärmt.

Während Transportverdichter in Gastransportnetzen in einer singulären Arbeitsweise betrieben werden, ist bei Gasspeichern die Verdichtereinheit nur ein Teil der pluralen Arbeitsweise. Die Verdichtereinheiten können hier für differenzierte Fahrweisen eingesetzt werden (z. B. Auslagern mit Verdichter, Umlagern, serieller oder paralleler Betrieb usw.).

Normalerweise wird im Auslagerbetrieb das gespeicherte Erdgas ohne Verdichtung in das Transportnetz ausgespeist. Dies ist allerdings nur dann möglich, wenn die Druckverhältnisse in den Speichern höher sind als im Transportnetz. Sollten die Druckverhältnisse eine solche „freeflow“ Auslagerung unmöglich machen, können die Verdichtereinheiten entsprechend hinzu geschaltet werden, um das Erdgas weiterhin ins Transportnetz einzuspeisen.

Während die Einlagerung von Erdgas zunächst mit einem sehr hohen Energieaufwand verbunden ist (Druckerhöhung), bleibt diese Energie bei der zeitversetzten Auslagerung ungenutzt (Druckabbau). Dieser Zeitversatz bei den Betriebsmodi macht eine effiziente Energienutzung nur sehr schwer möglich.

Sind bisher konventionelle Prozesse im Gasspeicherbetrieb im Einsatz (z.B. Kessel, Gasregelstrecke), so stehen mittlerweile hocheffiziente Maßnahmen zur Verfügung, die das Potenzial der Energieeinsparung bei Gasspeichern besser ausnutzen können.

Die Europäische Gemeinschaft hat deswegen die Nutzung von KWK bereits seit geraumer Zeit priorisiert:

„Die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten, hocheffizienten KWK ist eine Priorität der Gemeinschaft angesichts des potenziellen Nutzens der KWK für die Einsparung von Primärenergie, die Vermeidung von Netzwerkverlusten und die Verringerung von Emissionen, insbesondere von Treibhausgasemissionen. Ferner kann eine effiziente Nutzung der in KWK

¹ Die in diesem Artikel gemachten Volumenangaben beziehen sich auf den Normzustand

produzierten Energie auch zur Energieversorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit der Europäischen Union und ihrer Mitgliedstaaten beitragen. Daher ist es notwendig, Maßnahmen für eine bessere Ausschöpfung dieses Potenzials im Rahmen des Energiebinnenmarktes zu ergreifen“ (Richtlinie 2004/8/EG).

Neben der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) werden nachfolgend weitere Möglichkeiten der Energieoptimierung bzw. Energieeinsparung für einen Gasspeicher beschrieben und die sich daraus ergebenden Möglichkeiten zur Energieeinsparung erläutert.

ILF Beratende Ingenieure beschäftigt sich bereits seit langer Zeit mit der Energieoptimierung und Energieeinsparung sowohl bei Öl- und Gastransportsystemen als auch bei Gasspeicheranlagen.

GASSPEICHERBETRIEB - AUSLAGERUNG

Zum Auslagern des Erdgases aus dem Speicher (Beförderung des Erdgases in ein Transportnetz) werden im Allgemeinen die in **Bild 2** dargestellten Anlagenteile eines Gasspeichers verwendet. Betriebsmessungen und eichamtliche Messeinrichtungen sind nicht dargestellt.

Kaverne

Die Kaverne stellt eine Möglichkeit zur Speicherung von Erdgas dar. Je nach Lagerdauer und Wassergehalt in der Kaverne sättigt sich das Gas entsprechend mit Wasserdampf, der durch die Solung in den Kavernen vorhanden ist. Dabei kann 1 m³ Erdgas bis zu 1.000 mg Wasser aufnehmen. Dieses Wasser muss beim Auslagern in der Gastrocknung dem Erdgas wieder entzogen werden, um die Lieferbedingungen bzw. vertraglich vereinbarte Qualität zu gewährleisten (z.B. Wassertaupunkt). Auf Grund der Verdichtung während des Einlagerns sowie der Erdwärme (ca. 50 °C) in den Kavernen wird das Erdgas während des Einlagerns erwärmt. Beim Auslagern erreicht die Gastemperatur deshalb etwa 35 °C am Eingang zum oberirdigen Gasspeicherbetrieb.

Porenspeicher

Im Gegensatz zur Kaverne werden bei dieser Speicherform sowohl ehemalige Erdgas- und Ölspeicherstätten als auch Aquifere genutzt. Dabei dienen geeignete Sandsteinschichten als Speicherhorizonte. Ebenso wie bei der Kaverne muss auch hier das Gas behandelt werden.

Auf Grund der natürlichen Fließwege im kapillaren Zwischenraum der Sandsteinschichten reagieren die Porenspeicher langsamer auf Veränderungen bei den Ausspeicherraten. Porenspeicher werden im Baseload-Betrieb zur saisonalen Auslagerung verwendet.

Hochdruckabscheider

Das aus dem Erdgasspeicher entnommene Erdgas wird auf dem Betriebsplatz über einen Hochdruckabscheider geführt, um die mit dem Gasstrom mitgeführten Flüssigkeiten und Feststoffpartikel (z.B. freies Wasser, Kondensat, Glykol) abzuscheiden.

Die abgeschiedene Flüssigkeit sammelt sich im unteren Bereich des Abscheiders und wird automatisch in das Flüssigkeits-/Kondensatsammelsystem der Anlage ausgeschleust. Feststoffpartikel werden in Filterkerzen aufgefangen und gesondert entsorgt.

Gasvorwärmung

Bedingt durch die notwendige Reduktion vom Speicherdruck auf den Fernleitungsdruck wird das Erdgas um etwa 0,4 K pro 1 bar abgekühlt (Joule-Thomson-Effekt). Das feuchte Erdgas muss deshalb vor der Druckreduktion soweit vorgewärmt werden, dass bei der folgenden Drosselung und der verbundenen Temperaturabsenkung keine Gashydrate gebildet werden. Bei Gashydraten handelt es sich um Verbindungen zwischen Kohlenwasserstoffen und Wassermolekülen, die im schlimmsten Fall Rohrsektionen und Anlagenteile blockieren können. Voraussetzung für die Entstehung von Hydraten, die optisch wie Schnee oder Eis aussehen und nur über Wärme oder Injektion von Methanol wieder aufgelöst werden können, ist das Vorhandensein von freiem Wasser und Temperaturen

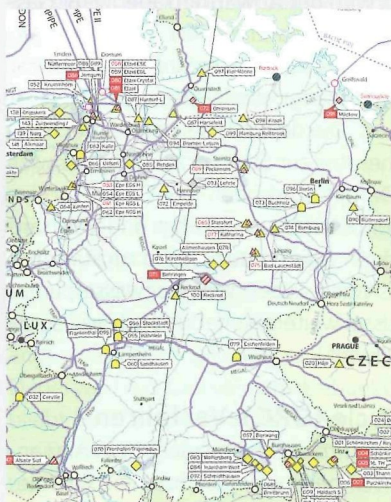


Bild 1: Erdgasspeicher in Deutschland

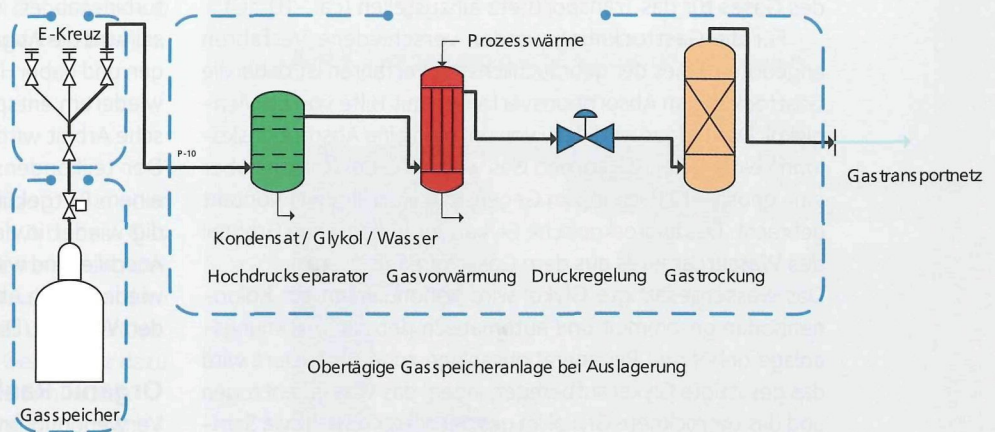


Bild 2: Typisches Fließbild Auslagerung

unterhalb der Hydratbildungstemperatur (ca. 15 °C abhängig von Gaseigenschaften und Systemdruck).

Die notwendige Vorwärmung erfolgt in heutigen Speichieranlagen über Gas/Flüssigkeit-Wärmetauscher, wobei als Wärmeträger in der Regel ein Wasser-Glykol-Gemisch eingesetzt wird. Als Wärmeerzeuger werden dabei gasbefeuerte Heizkessel in konventioneller Heiztechnik eingesetzt. Der Wärmeträger wird hier im geschlossenen Kreislauf verwendet.

Ein wesentlicher Aspekt der Errichtung von Vorwärmanlagen mit externer Wärmeerzeugung ist die sicherheitsgerichtete Trennung der Gasanlage von der in konventioneller Heiztechnik ausgeführten Wärmeerzeugungsanlage. Das betrifft insbesondere die Absicherung des Wärmeträgerkreislaufes gegen unzulässigen Druckanstieg im Falle eines Rohrbündeldefektes im Wärmetauscher und die Verhinderung eines Gaseintrittes in den Wärmeträgerkreislauf bzw. die gefahrlose Abführung von eintretendem Gas in den Wärmeträgerkreislauf.

Druckreduzierung

Nach der Erwärmung des Erdgases wird in der Druckreduzierung das Erdgas vom jeweiligen Speicherdruck auf den Druck der Fernleitung abgesenkt. Dazu werden in den Auslagersträngen Regelventile zur Mengen- und Druckregelung eingesetzt.

In **Bild 3** wird die Hydratbildungskurve für High Density (HD) und Low Density (LD) Gas gezeigt. HD-Gas weist als Molgewicht ca. 19 kg/kmol auf, während bei LD-Gas auf Grund des höheren Methangehalts ein Gewicht von etwa 16 kg/kmol vorliegt.

Unterhalb der jeweiligen Kurve besteht bei einer entsprechenden Druck-Temperaturpaarung des Erdgases die Gefahr der Hydratbildung im jeweiligen Leitungs- bzw. Anlagenabschnitt. Bei einem Druck von 70 barz muss das feuchte HD-Erdgas somit eine Temperatur von mindestens 15 °C nach der Druckreduzierung aufweisen, damit nachfolgend keine Hydrate entstehen können.

Gastrocknung

Nach der Druckreduzierung wird das feuchte Erdgas einer Trocknungsanlage zugeführt, um den geforderten Taupunkt des Gases für das Transportnetz einzustellen (ca. -10 °C).

Für die Gastrocknung werden verschiedene Verfahren angeboten. Eines der gebräuchlichsten Verfahren ist dabei die Gastrocknung im Absorptionsverfahren mit Hilfe von Ethylenglykol. Das Erdgas wird dazu von unten in eine Absorptionskolonne eingeleitet. Glykol und Gas werden in der Kolonne über eine geordnete Packung im Gegenstromverfahren in Kontakt gebracht. Das hygroskopische Glykol nimmt dabei den Großteil des Wasserdampfes aus dem Gasstrom auf.

Das wassergesättigte Glykol wird kontinuierlich am Kolonnenboden gesammelt und automatisch der zur Trocknungsanlage gehörigen Regenerationsanlage zugeführt. Dort wird das gesättigte Glykol aufbereitet, indem das Wasser entzogen und das getrocknete Glykol im geschlossenen Kreislauf via Sammeltank und Pumpensystem wieder der Absorptionskolonne zugeführt wird.

MASSNAHMEN ZUR ENERGIEOPTIMIERUNG

Nah- und Fernwärmenutzung

Zur nah- und Fernwärmenutzung werden die heißen Abgase bzw. Prozessabwärme dabei durch Wärmetauscher geführt, die z. B. im Abgassystem der Gasturbine integriert oder als Gaskühler nachgeschaltet sind. Der in den Wärmetauscher gespeiste Wärmeträger wird dadurch erhitzt. Somit kann Dampf bzw. Heißwasser für Industrie- oder Wohngebiete zur Verfügung gestellt werden. Wirtschaftliche Voraussetzung dafür ist, dass ausreichend Wärmeabnehmer in der Nähe vorhanden sind. Idealerweise sollte die Wärmeabnahme möglichst über das ganze Jahr gesehen konstant sein. Schwankungen können hier durch Wärmespeicher ausgeglichen werden.

Vorstellbar ist auch eine Speicherung der Abwärme der Gaskühler während des Einspeicherbetriebes und eine zeitversetzte Nutzung der zwischengespeicherten Wärme für die Gasvorwärmung beim Auslagern (z. B. bei Peak Load-Betrieb des Gasspeichers im Stunden- oder Tageswechsel).

Ebenso kann mit dem Einsatz von Absorptionskältemaschinen über den Aufbau eines Nah- und Fernkältenetzes nachgedacht werden.

Des Weiteren ist eine Nutzung von Erdwärme über eine Geothermische Tiefenbohrung vorstellbar. Die so verfügbare Wärme könnte hier zur Gasvorwärmung in Auslagerbetrieb für Gasspeicher herangezogen werden, vor allem, da die notwendigen Teufen und deren Kosten nach Norden hin abnehmen.

In **Bild 4** [2] sind Gebiete mit Aquiferen, die für eine hydrogeothermische Nutzung in Deutschland geeignet sein können, dargestellt (farbkodierte Temperatur: rot: über 100 °C; gelb: über 60 °C). Für eine Stromerzeugung sind mindestens 100 °C erforderlich, für die direkte Wärmenutzung 60 °C.

In **Bild 5** [2] sind Gebiete in Norddeutschland mit Geothermipotenzial (gelbe Flächen) dargestellt. Zusätzlich sind die Salzlagerstätten (graue Flächen) gekennzeichnet.

Abhitzekeessel mit nachgeschaltetem Kreisprozess (Dampfturbine, Rankine Prozess) zur Stromerzeugung

Bei diesem Kreisprozess wird der Abwärmeträger (z. B. Gasturbinenabgas) in einen Abhitzekeessel geführt. Im Abhitzekeessel wird die Abgaswärme auf einen Wasserkreislauf übertragen und dabei Heißdampf erzeugt, der in einer Dampfturbine wiederum entspannt wird. Die dadurch geleistete mechanische Arbeit wird im Generator zur Stromerzeugung genutzt. Der teilkondensierte Dampf wird nach der Dampfturbine einem luftgekühlten Kondensator zugeführt und vollständig wieder in den flüssigen Aggregatzustand rückgeführt. Anschließend wird dieses Wasser über die Speisewasserpumpe wieder in den Abhitzekeessel weitergeleitet und schließt somit den Wasser-/Dampfkreislauf.

Organic Rankine Cycle (ORC)-Verfahren

Verwendung findet dieser Prozess hauptsächlich in Anwendungen, bei denen das Temperaturgefälle bzw. die Energiedichte von Wasser zu niedrig für den Einsatz einer Dampf-

turbine ist (z. B. Geothermie, KWK usw.). Auch hier wird die Abwärme (z. B. Gaskühler) durch einen Wärmetauscher geleitet. Im Gegensatz zum Dampfprozess wird hier ein organisches Arbeitsmittel verwendet. Als Arbeitsmedien werden höherwertige Kohlenwasserstoffe (z. B. Iso-Pentan, Iso-Oktan) eingesetzt. Allerdings wurden in jüngster Zeit auch synthetische Arbeitsmedien für den ORC-Prozess entwickelt, um höhere thermodynamische Wirkungsgrade erzielen zu können. Das Arbeitsmittel im ORC-Kreis wird durch die übertragene Wärme verdampft und anschließend in der ORC-Turbine entspannt. Die daraus resultierende mechanische Arbeit wird in dem direkt an die Turbine gekoppelten Generator in elektrische Energie umgewandelt. Anschließend wird das Arbeitsmittel in einen Kondensator geleitet und geht vollständig wieder in den flüssigen Aggregatzustand über. Bei bestimmten organischen Arbeitsmitteln kommt zusätzlich zuvor ein Regenerator zum Einsatz, um den Arbeitsmitteldampf auf Kondensationstemperatur zu bringen. Die Arbeitsmittelpumpe bringt das Arbeitsmittel dann wieder auf Betriebsdruck, womit sich der Kreislauf schließt.

Blockheizkraftwerk (BHKW)

Als Antriebseinheit werden bei typischen BHKW's Gasturbinen oder Gasmotoren eingesetzt.

Im Gegensatz zur Gasturbine als Strömungsmaschine arbeitet der Gasmotor auf Basis des Hubkolbenprinzips. Das Gasgemisch wird ähnlich dem Ottomotor durch Fremdzündung oder ähnlich dem Dieselmotor durch „Zündöl“ gezündet. Gasmotoren weisen bei der Nutzung von Erdgas hohe Wirkungsgrade auf und zeichnen sich durch eine gute CO₂-Bilanz aus.

Das Einsatzspektrum bei Gasmotoren reicht dabei von kleinen KWK-Einheiten zur häuslichen Nutzung bis hin zur industriellen Produktion von Prozesswärme und Elektrizität. Dabei treibt der Gasmotor einen Stromgenerator an. Die Abwärme des Motors und des Abgases werden über verschiedene Wärmetauscher an einen Wärmeträger zur weiteren Verwendung abgeführt.

Expander

Bei einer Druckreduzierung wird im Allgemeinen zwischen einer Isenthalpen Zustandsänderung $dH = \delta Q + V \cdot dp = 0$ (Joule Thomson Prozess) bei einem Druckregelventil und einer Isentropen Zustandsänderung

$$T(p) = T_0 \left(\frac{p}{p_0} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}}$$

bei einer Expansionsturbine unterschieden. Bei der Expansionsturbine oder kurz Expander wird das Gas unter Abführung von Arbeit expandiert (Verringerung der Enthalpie). Die Arbeit, die das Gas dabei verrichtet, wird im angeschlossenen Stromgenerator in Elektrizität umgewandelt. Dabei wird das Gas sehr stark abgekühlt. Im Gegensatz dazu bleibt beim Regelventil die Energie des Gases ungenutzt.

Da beim Expander das Gas stärker abgekühlt wird (ca. 0,6 K pro 1 bar) als beim Regelventil (ca. 0,4 K pro 1 bar), muss beim Expander das Gas stärker vorgewärmt werden.

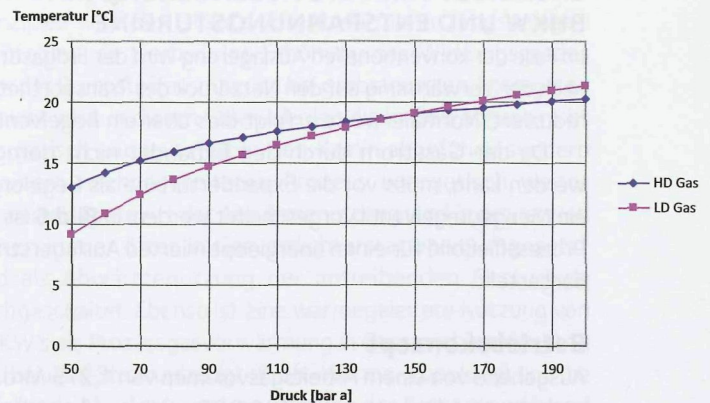


Bild 3: Hydratbildungskurve

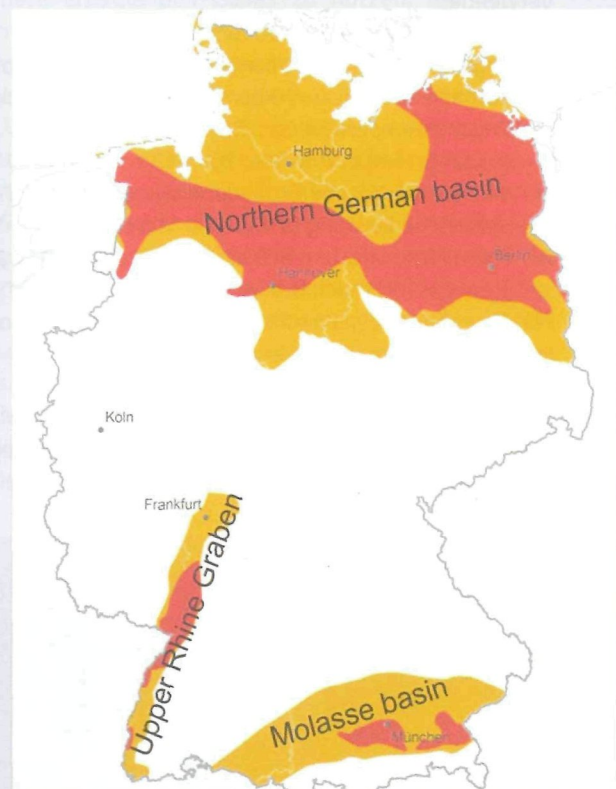


Bild 4: Hydrogeothermische Nutzungsmöglichkeiten

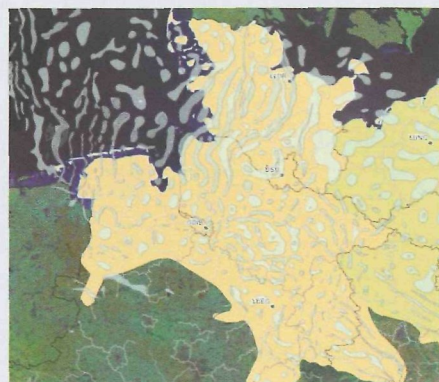


Bild 5: Geothermiespotenzial Norddeutschland

ENERGIEOPTIMIERTE AUSLAGERUNG MIT BHKW UND ENTSPANNUNGSTURBINE

Im Falle der konventionellen Auslagerung wird der Erdgasdruck nach der Vorwärmung auf den Netzdruck des Transportnetzes reduziert. Normalerweise erfolgt dies über ein Regelventil.

Da der Gasstrom durch den Expander nicht geregelt werden kann, muss vor die Expanderturbine als Regelorgan ein Mengenregelventil vorgeschaltet werden. In **Bild 6** ist das Prozessfließbild für einen energieoptimierten Auslagerstrang dargestellt.

Betriebskonzept

Ausgehend von einem Arbeitsgasvolumen von 1,275 Mrd. m³ und einer Auslagerrate von 400.000 m³/h, ergibt sich eine jährliche Betriebsdauer von 133 Tagen im Ausspeicherbetrieb. Folgende Daten wurden dabei für einen Auslagerungsstrang verwendet:

- » Volumenstrom: 200.000 m³/h
- » Eingangsdruck Gas: 140 barg (mittlerer Kavernenkopfdruck)
- » Ausgangsdruck Gas: 70 barg (mittlerer Netzdruck)
- » Eingangstemperatur Gas: 33 °C
- » Ausgangstemperatur Gas: 16 °C
- » Mittlere elektrische Expanderleistung: 2,5 MWel
- » Elektrische Leistung BHKW: 4,4 MWel
- » Thermische Leistung BHKW: 3,9 MWel
- » Brenngasverbrauch BHKW: 995 m³/h

Für diese thermodynamische Berechnung wurde die Software Honeywell Unisim R400 verwendet.

Wirtschaftlichkeit

Auf Basis der nachfolgenden Investitionskosten und Betriebskenngrößen des dargestellten Prozessmodells wird

eine kurze Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durchgeführt. Es wird eine Planungs- und Bauzeit von drei Jahren und eine Anlagenlaufzeit von 35 Jahren angesetzt. Dabei wurden folgende Daten verwendet:

- » Invest (CAPEX): 7 Mio. €
- » Auslagerrate (zwei Stränge je 200.000 m³/h): 400.000 m³/h
- » Betriebszeit pro Jahr: 133 d
- » Eingespeiste elektrische Gesamtleistung je Vollbetriebsstunden BHKW: ~ 8,8 MWel
- » Eingespeiste elektrische Gesamtleistung je Vollbetriebsstunden Expander: ~ 4,9 MWel
- » Förderung KWK: 0,018 €/kWh [3]
- » erhaltener Strompreis: 0,041 €/kWh [4]
- » Kapitalrücklaufzeit: 6 Jahre

Basierend auf den beschriebenen Prozessdaten kann für die eingesetzte KWK-Anlage der Hocheffizienznachweis erbracht werden. **Bild 7** zeigt die dynamische Amortisation.

Mit einem PEE (Primärenergieeinsparung) von 0,28 wird die KWK-Anlage als hocheffizient eingestuft [6]. Daraus leitet sich eine entsprechende Förderung des produzierten Stroms mit 1,8 Cent / kWh ab. Als Strompreis werden 4,1 Cent / kWh angesetzt. Als Grundlage dieser konservativen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurde die Dauer des KWK Zuschlags auf vier Jahre begrenzt. Anzumerken ist, dass das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz nicht berücksichtigt wurde. Dennoch ist mit einer Amortisationszeit von nicht mehr als sechs Jahren zu rechnen.

Eine verbindliche Abnahme gilt nur für Strom, der durch die KWK produziert wird. Für die Expanderanteile muss durch den Anlagenbetreiber eine separate Liefervereinbarung mit dem Netzbetreiber getroffen werden, da die Expander nicht in die KWK-Förderung fallen.

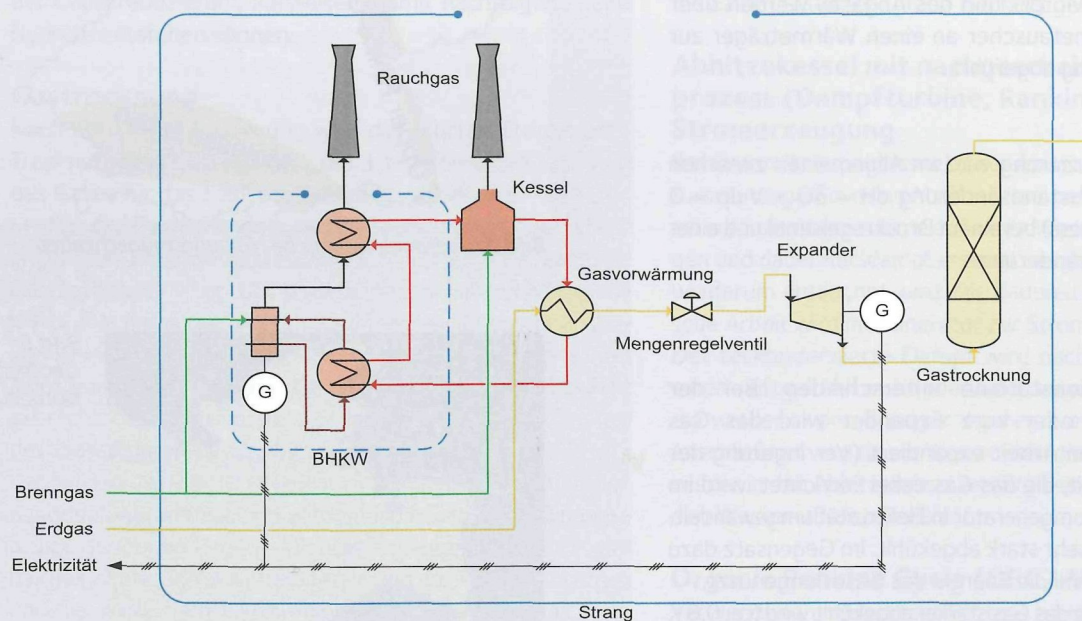


Bild 6: Prozessfließbild BHKW + Expander

Das beschriebene Konzept ist modular aufgebaut. Es besteht deshalb die Möglichkeit einer partiellen Nachrüstung bzw. dem Austausch bei bestehenden Anlagen. Aufbauend auf einem konventionellen Anlagendesign wird im Auslagerbereich jeweils ein Strang um die Expansionsturbine und um eine KWK-Einheit mit Gasmotor erweitert. Um eine Redundanz bei der Auslagerung sicherzustellen, ist mindestens ein zweisträngiges Anlagenlayout vorzusehen, wobei die bestehende Kesselanlage als Back up System berücksichtigt wird. Ebenso werden die bestehenden Mengenregelventile weiter verwendet, da eine Mengenregelung durch eine Expansionsturbine allein nicht möglich ist.

Die KWK-Einheiten dienen dabei als Lieferant für die Prozesswärme innerhalb des Gasspeicherbetriebs. Ihr Betrieb wird deshalb als wärmegeführt definiert, wobei Strom als Nebenprodukt anfällt. Im Gegensatz dazu wird beim stromgeführten Betrieb primär Strom erzeugt und die Abwärme sekundär verwertet.

Da die Auslagerstränge (KWK und Expander) eines Gasspeicherbetriebes normalerweise in den kalten Monaten bzw. Wintermonaten betrieben werden, in denen ein höherer Gasverbrauch besteht, ist auf Grund der kürzeren Tageszeiten (Beleuchtung) einerseits und den tieferen Temperaturen andererseits, von einem höheren Energieverbrauch auszugehen, der eine Stromerzeugung während des Auslagerbetriebes eines Gasspeichers als sinnvolle Möglichkeit zur Energieerzeugung und Einsparung darstellt. Eine entsprechende Möglichkeit zum Energieabsatz der Expanderproduktion wird unterstellt.

Der Gesamtwirkungsgrad der Anlage verbessert sich, wenn bilanziell eine teilweise Rückspeisung von Energie ins Netz erfolgt, die beim Einlagern zum Verdichten des Erdgases verwendet wurde.

ZUSAMMENFASSUNG

Prinzipiell wird der Einsatz von Abwärmenutzungsanlagen empfohlen, da hierbei eine Erhöhung des Wirkungsgrades bzw. der Brennstoffausnutzung bei gasbefeuerten Aggregaten erreicht wird. In diesen Fällen werden die heißen Abgase nicht energetisch ungenutzt über den Kamin abgeführt, sondern in einem nachgeschalteten Prozess energetisch weiter verwertet. Diese Art der Abwärmenutzung wird in den letzten Jahren immer öfter in Gasverdichterstationen umgesetzt und als Abwärmenutzung der antreibenden Gasturbine nachgeschaltet. Ebenso ist eine wärmegeleitete Nutzung von BHKW's als Prozessgasvorwärmung in Gasspeichern denkbar. Hierbei wird Strom erzeugt (Kraft-Wärme-Kopplung) und die anfallende Abwärme zur Vorwärmung des Erdgases während des Auslagerens verwendet.

Für eine weitere Energieoptimierung ist es möglich, die innere Energie des Gases zu nutzen, die bei der konventionellen Gasentspannung während der Auslagerung im Gasspeicherbetrieb ungenutzt bleibt. Durch den Einsatz von Gasexpandern kann ein großer Teil der Energie, die beim Verdichten des Gases investiert wurde, wieder zurückgewonnen werden. Es empfiehlt sich die Nutzung und Kombination von Expander und BHKW in der Auslagerstrecke eines Gasspeichers, da durch einen modularen Aufbau der Komponenten die Möglichkeit besteht, das wirtschaftliche Potenzial der Energierückgewinnung auf einfache Art und Weise zu realisieren. Dabei kann auf bewährte Technik zurückgegriffen werden. Die Verfügbarkeit unterliegt hier den Marktanforderungen an die Auslagerung. Da hohe Anforderungen an die Verfügbarkeit von Gasspeicheranlagen gestellt werden, ist auch hier eine entsprechende Redundanz vorzusehen.

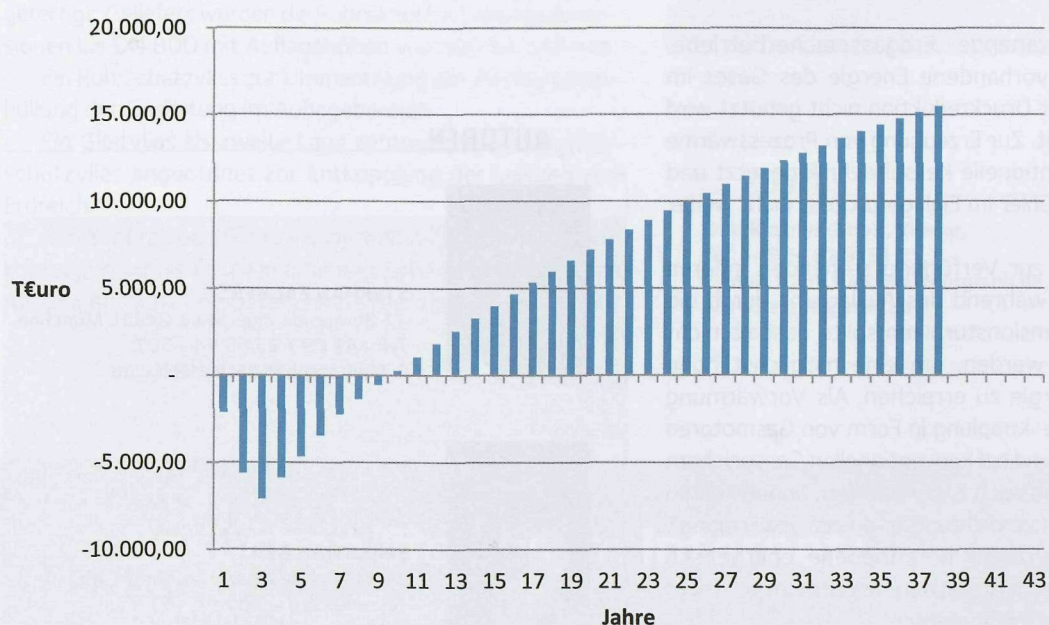


Bild 7: Dynamische Amortisation

Zusätzlich wäre es vorstellbar, die Abwärme beim Einlagern des Erdgases zwischen zu speichern, um diese während der Auslagerung aus dem Erdgasspeicher zeitversetzt zur Gasvorwärmung zu nutzen. Denkbar ist hier die Nutzung von isolierten Tanklagern (siehe z. B. Fernwärmespeicherung) oder eine geothermische Speicherung der Abwärme. Als geothermische Speichermedien stehen das Gestein im Untergrund sowie das dort zirkulierende Grundwasser zur Verfügung. Der Wärmeumschlag erfolgt dabei über einen geschlossenen Fluidkreislauf innerhalb von Erdsonden. Durch diese Art der Energieoptimierung in Bezug auf Wärmespeicherung könnte der Gesamtwirkungsgrad von Gasspeicherstationen um bis zu 20 % gesteigert werden.

Im Gegensatz zu Gasspeichern bieten der nachgeschaltete Dampfprozess (Dampfturbine) und das ORC-Verfahren bei Transportverdichtern auf Grund der längeren Betriebszeiten der Gasturbine das größte Potenzial, da hier eine weitgehende Nutzung des kompletten Wärmehalts des heißen Abgases möglich ist. Auch kann der nicht nutzbare Anteil am Abgaswärmehalt durch eine Nah-/Fernwärmeauskopplung genutzt werden. Zusätzlich ist die Stromerzeugung während des kontinuierlichen Verdichterbetriebes an keine Lieferbedingungen sowie marktüblichen Schwankungen gebunden. Leider wird das ORC-Verfahren im Rahmen des KWK-Gesetzes zur Energieeinsparung und somit bei der Förderung bisher nicht anerkannt.

In der Regel wird das System der Energieoptimierung maßgeblich durch die Laufzeiten der jeweiligen Arbeitsmaschinen bestimmt. Bei Gasspeicheranlagen wird die Laufzeit durch die speicherbare Kapazität (Arbeitsgasvolumen), sowie die mögliche Einlager- und Auslagerungsrate bestimmt.

FAZIT

Vergleicht man bestehende Erdgasspeicherbetriebe, so fällt auf, dass die vorhandene Energie des Gases im Auslagerprozess bei der Druckreduktion nicht genutzt wird und somit verloren geht. Zur Erzeugung von Prozesswärme wird bisher auf konventionelle Kesseltechnik gesetzt und die Abwärme der Gaskühler im Einlagerprozess nicht weiter verwendet.

Eine Nutzung der zur Verfügung stehenden inneren Energie des Erdgases während des Auslagerns durch die Verwendung von Expansionsturbinen sollte deshalb nicht außer Acht gelassen werden, um eine möglichst hohe Rückführung von Energie zu erreichen. Als Vorwärmung kann eine Kraft-Wärme-Kopplung in Form von Gasmotoren realisiert werden. Während bei konventionellen Gasspeichern sowohl zum Einlagern als auch zum Auslagern hohen Kosten für Energie entstehen (Verdichtung und Gasvorwärmung), könnte durch die wie zuvor beschriebene energetisch optimierte Auslagerung ein Amortisationszeitraum von nicht mehr als sechs Jahren erreicht werden.

Die Kraft-Wärme-Kopplung, die Nutzung von Geothermie und die Verwendung der inneren Energie des

Erdgases stellen deshalb Möglichkeiten dar, die ein bis dato ungenutztes, erhebliches Potenzial sowohl bei der Nutzung von Prozesswärme als auch bei der Stromerzeugung in sich tragen.

In allen Fällen müssen jedoch die unterschiedlichen Randbedingungen und Zielsetzungen berücksichtigt werden. So muss unterschieden werden, ob es sich um den Neubau einer Gesamtanlage oder um eine Umrüstung einer bestehenden Anlage handelt. Ein wichtiger Faktor ist auch die Zielsetzung des zu erreichenden Gesamtwirkungsgrades, der einen direkten Einfluss auf die Amortisationszeit der Gesamtanlage hat.

Es ist deshalb sinnvoll, alle Möglichkeiten zur Energieeinsparung bzw. Energieausnutzung innerhalb bestehender Gasspeicheranlagen zu untersuchen und gegebenenfalls anzuwenden. Bei Neuplanungen und Erweiterungen von Gasspeicheranlagen sollte die Energieeinsparung und Energieausnutzung basierend auf den obigen Gesichtspunkten untersucht werden und in das Anlagendesign entsprechend einfließen, um den Gesamtwirkungsgrad einer Gasspeicheranlage erheblich zu steigern.

LITERATUR

- [1] GSE Storage Map Stand 2012
- [2] Leibniz-Institut für angewandte Geophysik, www.geotis.de
- [3] KWK Zuschlag ohne Berücksichtigung des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz 2012 (ab 2013: erhöhter Tarif)
- [4] EEX Baseload Tarif, 2. Quartal 2012
- [5] Hocheffizienznachweis nach EU KWK Richtlinie 2004/8/EG

AUTOREN



STEPHAN ZACHERL
ILF Beratende Ingenieure GmbH, München
Tel. +49 89 / 25 55 94 - 507
E-Mail: stephan.zacherl@ilf.com



SEBASTIAN GRILL
ILF Beratende Ingenieure GmbH, München
Tel. +49 89 / 25 55 94 - 517
E-Mail: sebastian.grill@ilf.com