

# Wasserstoff-Speicherung in Salzkavernen zur Glättung des Windstromangebots

F. Crotogino und R.Hamelmann

*KBB Underground Technologies GmbH, Baumschulenallee 16, D-30625 Hannover, und  
Kompetenzzentrum für Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie,  
Fachhochschule Lübeck, Mönkhofener Weg 239, 23562 Lübeck,*

**Schlüsselwörter:** Wasserstoff, Speicherung, Salzkaverne, Windenergie, BTL

## Zusammenfassung

Der zunehmende Anteil fluktuierender Windenergieerzeugung erfordert mittel- bis langfristig den Einsatz von Energiespeichern im Netzmaßstab. Die derzeitige Diskussion konzentriert sich weitgehend auf Druckluftspeicherkraftwerke, deren Speicherkapazität jedoch begrenzt ist, was die Anwendung auf Ausgleich kurzfristiger Prognoseabweichungen und auf Stromhandel begrenzt.

Der Beitrag befasst sich deshalb mit Auslegung, Stand der Technik und Speicherkapazität von Wasserstoff-Salzkavernen aus Sicht der Untertagespeichertechnik. Untertägige Wasserstoffspeicher ermöglichen eine wesentlich größere Speicherkapazität bei allerdings schlechterem Wirkungsgrad bei Rückverstromung. Dennoch eröffnen sich hiermit neue Perspektiven z.B. bei der Reduzierung des Bedarfs an fossilen Schattenkraftwerken, die als Backup für Windkraftwerke benötigt werden wie auch bei dem Einsatz von Wasserstoff aus Windenergie bei der Biokraftstoff-Produktion.

## 1 Einleitung

Die zukünftige Energieversorgung ist u.a. gekennzeichnet durch die Substitution fossiler Energieträger durch erneuerbare Energie beispielsweise über Nutzung fluktuierender Windenergie zur Stromerzeugung oder Umwandlung von Biomasse in Kraftstoff für den Straßenverkehr.

Die in den nächsten Jahrzehnten erwarteten Anteile dieser neuen Energieträger von 20 % und darüber erfordern eine umfassende Anpassung der erforderlichen Versorgungs-Infrastruktur. Dies betrifft auch erzeugernahe Speicher großer Kapazität zum Ausgleich saisonaler oder auch kurzfristiger Abweichungen zwischen Produktion und Verbrauch.

Die derzeitige Diskussion zum Thema *Speicher zum Ausgleich fluktuierender Windenergie* konzentriert sich weitgehend auf die Option *Druckluftspeicher*. Hierbei wird oft übersehen, dass die volumenbezogene Energiedichte im Vergleich zu Erdgas z.B. sehr gering ist und der Einsatz von Druckluftspeichern deshalb eher auf den kurzfristigen Ausgleich von Prognoseabweichungen beschränkt sein wird. Die Speicherung elektrischer Energie über den Umweg *Speicherung von gasförmigem Wasserstoff im geologischen Untergrund* erlaubt dagegen eine um zwei Größenordnungen höhere Energiedichte und stellt damit aus Kapazitätsgründen die einzige Speicheroption dar, die allein einen mehr als den kurzfristigen Ausgleich von Produktion und Verbrauch erlaubt. Die mit der Rückverstromung von gespeichertem Wasserstoff verbundenen Umwandlungsverluste rechtfertigen nicht, auf diese Option von vornherein zu verzichten.

Bei der zukünftigen *Kraftstoffversorgung aus Biomasse* werden insbesondere in Deutschland hohe Erwartungen in das BTL (biomass to liquid) Verfahren gesetzt. Der Hektarertrag dieses Verfahrens kann fast verdoppelt werden, wenn dem Prozess extern erzeugter Wasserstoff zugefügt werden kann. Hier bietet sich die Nutzung von Windenergie zur Wasserstoff-Erzeugung über Elektrolyse an, wenn in Zeiten hohen Aufkommens und geringer Last im Stromnetz überschüssige Windenergie zur Verfügung steht. Voraussetzung für die Realisierung dieses Konzeptes wären ebenfalls große Wasserstoffspeicher.

Ein weiteres Motiv für die Beschäftigung mit der Wasserstoffspeicherung im geologischen Untergrund ergibt sich aus dem starken Zuwachs an Wasserstoff – 10 bis 15 % p.a. in den USA - im Raffineriebereich. In den USA wird derzeit die zweite Wasserstoff-Speicherkaverne in Betrieb genommen, weitere Kavernen befinden sich in der Planungsphase.

Ziel dieses Beitrags ist deshalb, die technischen und auch ökonomischen Randbedingungen bei der Auslegung und dem Betrieb eines Wasserstoffspeichers im geologischen Untergrund speziell aus Sicht der Untertagespeichertechnik darzustellen. Dies erlaubt wiederum belastbare Angaben zu Möglichkeiten und auch zu Grenzen der Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen und zu den Kosten für nachfolgende energiewirtschaftliche Betrachtungen zur Verfügung. Ein Beispiel hierfür sei die Studie zur *Dämpfung der Netzbelastung durch Wasserstoffsystem*, die kürzlich an der FH Lübeck unter Leitung von Roland Hamelmann für das Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr des Landes Schleswig-Holstein erarbeitet wurde und in der die Speicherung von Wasserstoff in Kavernen eine wichtige Rolle spielt, genannt [1].

## 2 Gasspeicherung im geologischen Untergrund

### 2.1 Erdgasspeicherung als Vorbild

Die Speicherung von Erdgas in ausgeförderten Erdgas- oder Erdöllagerstätten, in Aquiferformationen und in künstlich erstellten Salzkavernen stellt ein wichtiges Element der Erdgasversorgung in Industrieländern dar, die über geeignete geologische Formationen verfügen. In Deutschland z.B. lagern über 20 % des jährlichen Verbrauchs in Untertagespeichern.

Untertagespeicher ermöglichen eine hohe Speicherdichte wegen hoher Betriebsdrücke von bis zu 200 bar und darüber;

- eine sehr hohe Speicherkapazität, wegen der großen Dimensionen der Lagerstätten und des geringen Bedarfs an obertägigen Flächen;
- eine hohe Sicherheit gegen unbeabsichtigtes Austreten von Gas, da im Fall von Porenspeichern die betreffenden Gaslagerstätten bereits über Jahrtausende die Dichtheit nachgewiesen haben und da im Fall von Salzkavernen Salzgestein eine extrem hohe Dichtheit gewährleistet;



- Erstellungs- und Betriebskosten pro Speichervolumen, die bei großen Kapazitäten weit unter denen obertägiger Druckbehälter liegen.

Erdgasspeicher werden als saisonaler und als strategischer Speicher sowie zum Abdecken von Verbrauchsspitzen genutzt.

Bei der untertägigen Wasserstoffspeicherung kann auf eine über 30-jährige Erfahrung mit Planung und Betrieb von Erdgasspeichern zurückgegriffen werden; die Auslegung von Erdgas- bzw. Wasserstoffspeichern unterscheidet sich nur geringfügig. Abb. 2 zeigt typische Erdgaskavernen in einem norddeutschen Salzstock.

**Abbildung 1:** Salzkavernen zur HD-Erdgasspeicherung

## 2.2 Wasserstoffspeicherung

### 2.2.1 Besonderheiten von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas

**KOMPRESSIONSARBEIT:** Wasserstoff besitzt mit 2 g/mol ein im Vergleich zu Methan (16 g/mol) und Luft (29 g/mol) sehr niedriges Molekulargewicht. Hieraus resultiert ein im Vergleich zu Methan bzw. Erdgas etwa 8-fach höherer Aufwand für die Kompression.

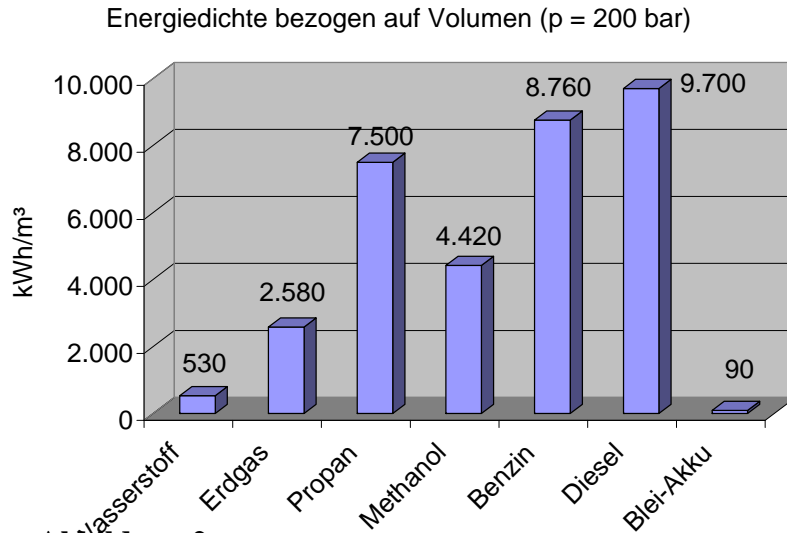


Abbildung 2: Volumetrische Energiedichte versch. Energieträger

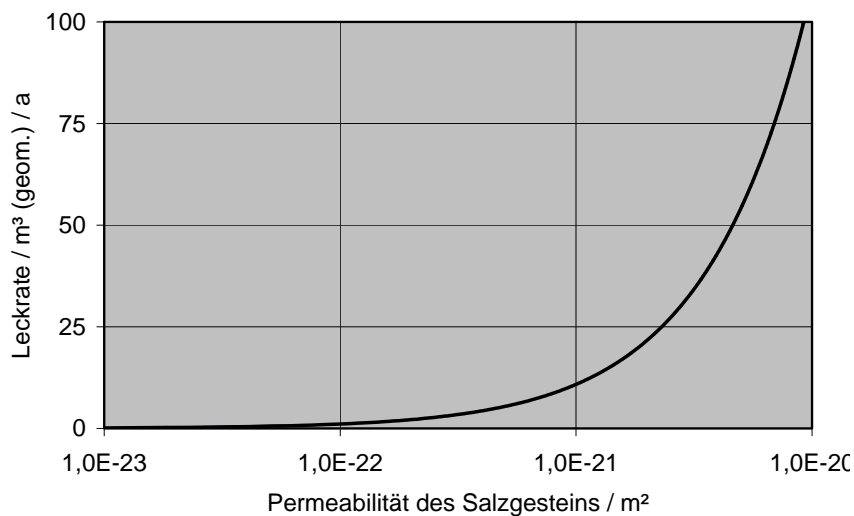


Abbildung 3 Rechnerische Leckrate einer Wasserstoffkaverne als Funktion der Salzpermeabilität

einer überschlägigen, theoretischen Abschätzung der Leckagerate bei einer Wasserstoffkaverne unter  $100 \text{ m}^3$  (geom.) p.a.. Tests an einer Wasserstoffkaverne in den USA ergaben eine Verlustrate von ca.  $70 \text{ m}^3$  (geom) p.a. [3]. D.h., die Größenordnungen stimmen überein. Unter Annahme eines

**ENERGIEDICHTE:** Wasserstoff verfügt über eine hohe Massen-bezogene Energiedichte; für die Speicherung entscheidend ist allerdings die Volumen-bezogene Energiedichte (s. Abb. 2), die im Vergleich zu Erdgas<sup>1</sup> um etwa den Faktor 5 geringer ist.

**MOBILITÄT:** Wasserstoff ist bekannt für seine hohe Mobilität und das damit verbundene Risiko von Leckverlusten aufgrund des sehr geringen Moleküldurchmessers. Hieraus resultieren die niedrige Viskosität und die hohe Diffusionskonstante. Bei der Abschätzung möglicher Wasserstoff-Leckverluste in einer Salzkaverne unter hohem Druck kann auf umfangreiche Messdaten aus Permeationsversuchen mit Helium<sup>2</sup> an Bohrungen im Salzgestein zurück gegriffen werden [2]; die Permeabilität unverritzten Salzgesteins ist mit Werten von  $K = 10^{-21}$  bis  $10^{-23} \text{ m}^2$  extrem gering; das Salzgestein kann damit auch für Wasserstoff als *technisch dicht* bezeichnet werden.

Abb. 3 zeigt das Ergebnis

1 Die Angaben für Gase beziehen sich auf einen maximalen Speicherdruck von 200 bar und auf den Brennwert

2 Da das Heliumatom ebenfalls einen extrem geringen Durchmesser hat, kann von Messungen an Helium auf das Verhalten bei Wasserstoff geschlossen werden.

typischen Kavernenvolumens von 500 000 m<sup>3</sup> ergibt sich damit ein extrem geringer Verlust von nur etwa 0,015 % p.a.

### 2.2.2 Salzkavernen - die optimale Speicheroption für Wasserstoff

Erdgas wird vorrangig (60 % Anteil in Deutschland) in *ausgeförderten Öl- oder Erdgaslagerstätten* gelagert. Es bleibt zu untersuchen, ob diese Variante für die zukünftige Wasserstoffspeicherung infrage kommt, da der Wasserstoff mit Kohlenwasserstoffrestanteilen verunreinigt würde. *Aquiferformationen* (30 % Anteil) spielen derzeit bei Neubauten nur eine unter geordnete Rolle; Gründe sind Mangel an geeigneten Lokationen und hohes Explorationsrisiko.

Damit konzentriert sich die Diskussion auf die Option *Salzkaverne*; Vorteile sind die Möglichkeit hoher Ein- und Auslagerungsraten, häufiger Umschläge und eines geringen Kissengasanteils<sup>3</sup>; hiermit wird der bei Erreichen des Mindestdrucks in der Kaverne verbleibende Gasanteil im Gegensatz zu dem nutzbaren Arbeitsgasanteil bezeichnet. Dies ist gerade bei der Wasserstoffspeicherung wegen der hohen Kosten für das Produkt ein entscheidender Vorteil. Nachteile sind die Notwendigkeit, den Hohlraum erstellen zu müssen, was neben den Kosten mit einem Zeitaufwand von mehreren Jahren und der Notwendigkeit der umweltverträglichen Entsorgung großer Solevolumina verbunden ist.

### 2.2.3 Auslegung einer Wasserstoffkaverne

Voraussetzung für die Errichtung einer Speicherkaverne ist die Verfügbarkeit einer geeigneten Salzlagerstätte (geeignete Teufenlage und Mächtigkeit, geringer Anteil unlöslicher Bestandteile, Möglichkeit der Ableitung der Sole).

Im Rahmen der *gebirgsmechanischen Auslegung* werden vor allem Teufenlage, Geometrie und Betriebsdrücke festgelegt.

Die zulässigen Betriebsdrücke<sup>4</sup> können in erster Näherung wie folgt abgeschätzt werden:

$$p_{\max} = 0,18 * l_{rs}$$

$$p_{\min} = p_{\max} / 3$$

Bei einer Rohrschuhteufe von  $l_{rs} = 1\,000\text{ m}$  ergeben sich damit Drücke von  $p_{\max} = 180$  bzw.  $p_{\min} = 60$  bar. Ein Hohlraumvolumen von 500 000 m<sup>3</sup> kann damit eine nutzbare Gasmasse von  $m_{H_2} = 4\,850\,000\text{ kg}$ <sup>5</sup> speichern.

### 2.2.4 Stand der Technik

Bei der Wasserstoffspeicherung im geologischen Untergrund kann auf langjährige praktische Erfahrung zurückgegriffen werden. Vor der Einführung von Erdgas wurde vielfach Stadtgas über Pipelines und unter erfolgreicher Einbindung von Untertagespeichern verteilt. Stadtgas besteht zu über 50 % aus Wasserstoff.

Reiner Wasserstoff als Rohstoff für die chemische und petrochemische Industrie wird seit vielen Jahren erfolgreich in Salzkavernen sowohl in Teesside (SABIC EUROPE), Großbritannien, und in Texas, USA, gespeichert. Die 4 Kavernen in Teesside liegen in einer geringen Teufe von ca. 350 m und bei einem geringen Volumen von knapp 70 000 m<sup>3</sup>. Wegen der ungünstigen geologischen Verhältnisse erfolgt der Speicherbetrieb nicht wie üblich über Kompression und Entspannung, sondern über Soleverdrängung bei konstantem Druck von ca. 45 bar aus einem obertägigen Becken [4].

---

3 Bei Porenspeichern beträgt der Kissengasanteil ca. 50%, bei Kavernen ca. 30%

4 Drücke in bar;  $l_{rs}$  bedeutet Teufe des Rohrschuhs der innersten zementierten Verrohrung

5 Dies entspricht der Energie, die 12 WEA der 5 MW Klasse innerhalb 1 Jahr erzeugen

Die beiden Kavernen in den USA (ConocoPhillips und Praxair) entsprechen hinsichtlich Teufenlage und Volumen typischen Speicherkavernen in norddeutschen Salzdomen. Das Volumen der Praxair-Kaverne beträgt 580 000 m<sup>3</sup> bei einer Dachteufe von 850 m. Der nutzbare Anteil des gespeicherten Wasserstoffs beträgt 2 520 000 kg [5].

### 3 Speicherkapazität einer Wasserstoffkaverne im Vergleich

Für die Speicherung elektrischer Energie im Übertragungsnetz-Maßstab (mehrere 100 Megawatt bis mehrere Gigawatt über Stunden bis Tage) stehen grundsätzlich drei Verfahren zur Verfügung:

I. *Hydraulische Pumpspeicher-Kraftwerke*: Stand der Technik, hoher Wirkungsgrad, kein Potential für Zubau mangels verfügbarer Lokationen.

II. *Adiabate<sup>6</sup> Druckluftspeicher-Kraftwerke*: Adiabate Druckluftspeicher-Kraftwerke mit integriertem Wärmespeicher in der konkreten Entwicklung, hoher Wirkungsgrad, gute geologische Voraussetzungen im Nordsee-Küstenbereich.

III. *Wasserstoff-Speicher (in Zusammenhang mit Elektrolyse und Rückverstromung oder Nutzung als Rohstoff)*: Wasserstoffspeicher im geologischen Untergrund Stand der Technik; hohe Energiedichte pro Volumen, da Speicherung chemisch und nicht mechanisch; gute geologische Voraussetzungen im Nordsee-Küstenbereich; geringer Wirkungsgrad bei Rückverstromung.

Die derzeitige Diskussion fokussiert auf die Option *adiabate Druckluftspeicherung*. Die Option *Wasserstoffspeicherung* findet dagegen so gut wie keine Unterstützung, da der Wirkungsgrad bei Rückverstromung wesentlich geringer ist. Bei der Beurteilung eines geeigneten Speichers spielen aber abhängig von der Anwendung auch andere Kriterien eine Rolle wie z.B. die erreichbare Speicherkapazität. Die nachfolgende Tabelle 1 zeigt die erreichbare volumenbezogene Speicherkapazität für die drei Optionen:

**Tabelle 1:** Speicherbare Energie pro Volumen und Wirkungsgrad  $\eta$  bei Rückverstromung

	kWh / m <sup>3</sup>	$\eta$	ANNAHMEN
Pumpspeicher	0,7	0,8	Fallhöhe 300 m
Druckluftspeicher (adiabat)	2,7	0,7	Druckspiel 20 bar
Wasserstoffspeicher	410 <sup>7</sup>	0,3	Druckspiel 144 bar

Die Tabelle zeigt, dass die volumenbezogene Speicherkapazität einer Wasserstoffkaverne um über 2 Größenordnungen höher als die der beiden anderen Varianten ist. Das geringe Druckspiel für den Druckluftspeicher resultiert aus den besonderen Anforderungen an die Teufenlage und die Auslegung des Wärmespeichers.

Bezieht man diese spezifischen Speicherkapazitäten auf realistische Speichervolumina realisierter Anlagen, so ergibt sich folgendes Bild, siehe Tabelle 2:

**Tabelle 2:** Speicherbare Energie für Modell-Speicher mit jeweils 3.000.000 m<sup>3</sup> Volumen

PUMPSPEICHER	1.970 MWh	2 GWh
DRUCKLUFTSPEICHER	8.150 MWh	8 GWh
WASSERSTOFFSPEICHER	1.230.000 MWh	1.230 GWh

<sup>6</sup> konventionelle diabate Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerke (z.B. Huntorf) benötigen fossilen Brennstoff bei der Stromerzeugung, da die Energieverluste bei der Kühlung der komprimierten Luft kompensiert werden müssen. Die Planungen für zukünftige Druckluftspeicherkraftwerke in Deutschland basieren deshalb auf der adiabate Variante.

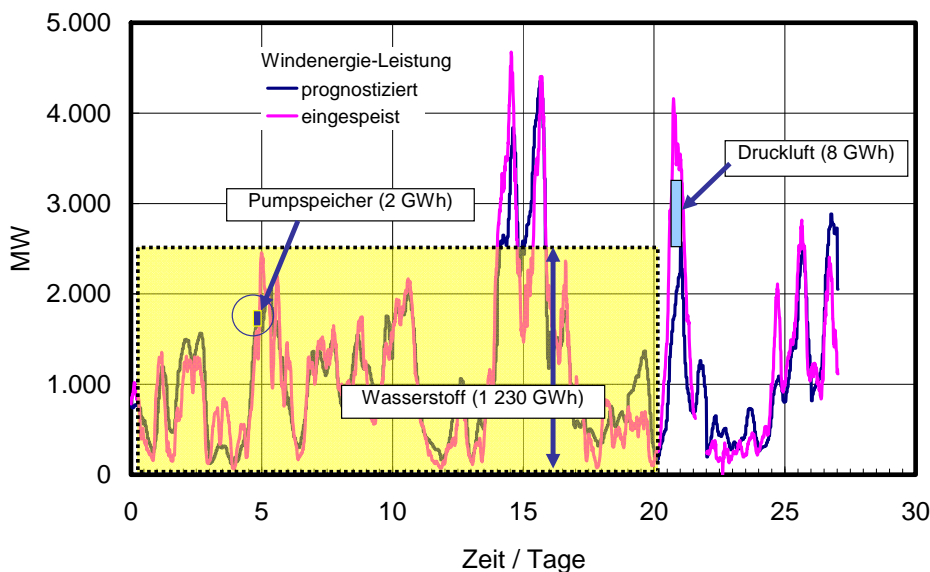
<sup>7</sup> Bezogen auf Brennwert

Als Speichervolumen wurde einheitlich ein Wert von 3 Mio. m<sup>3</sup> angenommen. Zum Vergleich: Das größte und modernste deutsche Pumpspeicherkraftwerk in Goldisthal verfügt über ein geometrisches Speichervolumen von ca. 12 Mio. m<sup>3</sup>, der Erdgas-Kavernenspeicher, Nüttermoor, einer der großen deutschen Speicher, verfügt über ein geometrisches Volumen von ca. 7,5 Mio. m<sup>3</sup>.

## 4 Denkbare Einsatzmöglichkeiten für Wasserstoff-Kavernenspeicher

### 4.1 Entlastung fossiler Schattenkraftwerke

Abb. 4 zeigt die verschiedenen abgeschätzten Energiemengen bzw. Speicherkapazitäten der 3 Mio. m<sup>3</sup> Speicher im Kontext mit der prognostizierten bzw. der tatsächlichen Windenergie-Leistung für einen zufällig ausgewählten Monat im Jahr 2007 im Übertragungsnetz der E.ON Netz AG:



**Abbildung 4:** Windenergie im Höchstspannungsnetz und Kapazität verschiedener Speicherkraftwerke

Maßstab, aber weit entfernt von einem Ausgleich über Tage. Die Graphik zeigt, dass diese Speichervariante ebenfalls nur für den Ausgleich von Prognoseabweichungen geeignet ist, weniger jedoch zum Ausgleich fluktuierender Einspeisung in Hinblick auf eine Fahrplanlieferung an den Netzbetreiber.

- Erst der Wasserstoffspeicher verfügt über eine Kapazität, die im gewählten Beispiel die innerhalb des Monats erzeugten Windenergieeinspeisung übertrifft; erst bei Speicherkapazitäten dieser Größenordnung ist an eine längerfristige Vergleichmäßigung der fluktuierenden Windenergie-Leistung zu denken. Hiermit könnte z.B. der Anteil an fossilen Schattenkraftwerken reduziert werden, die als Backup für die Windkraftwerke eingesetzt werden müssen.

### 4.2 Einsatz von Wasserstoff aus erneuerbarer Energie bei der BTL-Produktion

Große deutsche Automobilhersteller wie Volkswagen erwarten mittelfristig eine Substitution fossiler Kraftstoffe durch Biomasse basierter BTL<sup>8</sup> Kraftstoffe. So unterstützen VW und Shell die Entwicklung des Choren-BTL-Verfahrens unter dem Produktnamen SUNFUEL. Als Zielvorgabe gilt langfristig ein Anteil des Dieserverbrauchs von 20%.

Der BTL Herstellungsprozess benötigt große Mengen Wasserstoff, der alternativ aus der Biomasse aus dem Prozess gewonnen oder extern zugeführt werden kann. In letzterem Fall erhöht sich der

<sup>8</sup> BTL - biomass to liquid

Hektarertrag um fast das Doppelte! [6] In Anbetracht der begrenzten Agrarflächen für die Biomasseerzeugung drängt sich die Idee auf, Wasserstoff aus erneuerbarer (Wind-)Energie zu erzeugen - als Ergänzung oder Alternative zur Rückverstromung. Um die fluktuierende Wasserstoffproduktion über Windenergie der kontinuierlichen BTL-Produktion anzupassen, wären Speicher großer Kapazität erforderlich.

Eine grobe Abschätzung der Größenordnungen ergibt folgendes Bild: 20 % des jährlichen Dieserverbrauchs von ca. 30 Mio. m<sup>3</sup> ergeben 6 Mio. m<sup>3</sup> p.a. BTL Kraftstoff, was einer durchschnittlichen Leistung von etwa 8 GW BTL Output entspricht. Sollte dieser Prozess zukünftig nennenswert von Wasserstoff - produziert aus fluktuierender Windenergie - unterstützt werden, sind küstennahe Untertagespeicher zur Vergleichmäßigung unverzichtbar.

### **Quellenangaben**

- [1] R. Hamelmann: Wasserstoff aus Windenergie; 14. REGWA Symposium 2007  
Kompetenzzentrum Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
- [2] N. Jockwer: Excavation Damaged Zones in Rock Salt Formations; 6th Conference on the  
Mechanical Behavior of Salt; BGR Hannover, Mai, 2007
- [3] PowerPoint Präsentation des Betreibers des H<sub>2</sub>-Speichers der CONNOCOPHILLIPS
- [4] persönliche Kommunikation mit dem Betreiber SABIC EUROPE
- [5] C. W. Forsberg: Assessment of Nuclear-Hydrogen; Synergies with Renewable Energy Systems  
and Coal Liquefaction Processes; ORNL/TM-2006/114 August 2006
- [6] E. Fjermestad Hagen: Biohydrogen – Prospects in a Transatlantic Perspective; Research &  
Technology Seminar 16-08-04