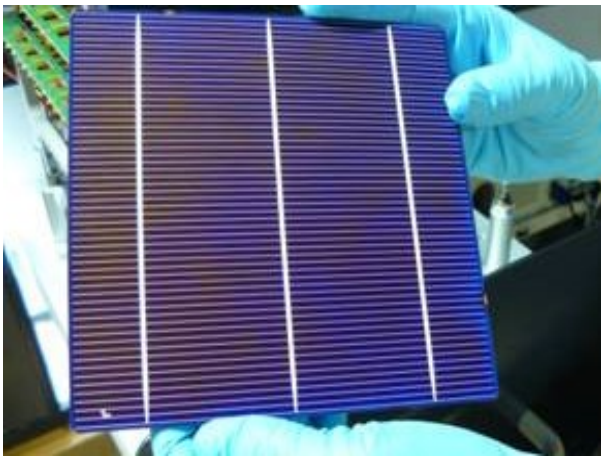


Studentische Fachkonferenz im  
Masterstudiengang Elektrische Systeme

# Techniken zur Energiewende



Hochschule Konstanz  
19.12.2013

Tagungsband

Techniken zur Energiewende  
Seminar im Masterstudiengang Elektrische Systeme  
Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik  
Hochschule Konstanz

Dezember 2013

Redaktionelle Betreuung:  
Prof. Dr. Richard Leiner

Brauneggerstraße. 55

78462 Konstanz

[leiner@htwg-konstanz.de](mailto:leiner@htwg-konstanz.de)

Für den Inhalt der Beiträge sind die jeweiligen Autoren verantwortlich.

(Titelbild: Solarzelle der Firma ISC, Windkraftanlage der Stadtwerke Augsburg)

# Vorwort

Die studentische Fachkonferenz im Rahmen des Seminars im Masterstudiengang Elektrische Systeme in der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik wird zum sechsten Mal veranstaltet.

Alle Studierenden erarbeiten unter dem vorgegebenen Rahmenthema eigene Beiträge, recherchieren, ergänzen, stellen die aktuellen Erkenntnisse zu wissenschaftlichen Publikationen zusammen. Sie trainieren wissenschaftliches Arbeiten, dokumentieren und präsentieren ihre Ergebnisse einem interessierten Fachpublikum.

Gleich an dieser Stelle möchte ich mich bei meinen Kollegen Prof. Dr. Burmberger, Prof. Dr. Fromm, Prof. Dr. Gekeler, Prof. Dr. Reuter und Prof. Dr. Voigt für die Überlassung von Unterlagen der früheren Konferenzen im gleichen Rahmen bedanken.

Die Energiewende ist seit einigen Jahren ein heiß diskutiertes Thema. Die dezentrale Energieversorgung unter Anwendung erneuerbarer Quellen, insbesondere Wind- und Solarkraft, ist langfristig gesehen die einzige Antwort auf die Ausbeutung der Erde und Zerstörung der Umwelt durch Gewinnung nicht-regenerativer Energien, insbesondere Öl, Erdgas und Uran. Allerdings gibt es noch viele Bereiche, die intensive wissenschaftliche und entwicklungstechnische Arbeiten benötigen. Wie aus dem Titel durch Verwendung des Wortes „zur“ anstatt „der“ schon erkennbar, werden in dieser Fachtagung weniger die Techniken betrachtet, die schon zum Einsatz kommen, sondern zukünftige Techniken, die gedanklich auf Papier gebracht wurden, oder inzwischen das Stadium der Machbarkeitsstudie erreicht haben.

Das Thema Energiewende beinhaltet ein sehr breites Feld von Techniken. Daher haben sich die Teilnehmer auf nur wenige, wichtige Gebiete konzentriert: Regenerative Energiegewinnung, Elektromobilität, Speichertechnologien und Smart Grid. Durch das intensive Befassen mit diesen Themen haben sich die Studierenden zum ersten Mal richtig mit den Problemen der Energiewende vertraut gemacht. Sie haben dabei erkannt, dass für die Ingenieure der Fachrichtungen Elektrotechnik und Informationstechnik überaus vielfältige, spannende und auch aus gesellschaftspolitischer Sicht notwendige und lohnende Aufgaben auf sie warten.

Allen Teilnehmern der Konferenz und Lesern dieses Tagungsbandes wünsche ich interessante Einblicke in die spannenden Aufgaben und Lösungsmöglichkeiten der behandelten Themenfeldern. Die Beiträge sollen Anregungen liefern, gedanklich auf „Abwege“ zu gehen, um so zu neuen Ideen für Techniken zur Energiewende zu gelangen.

Prof. Dr. Richard Leiner

Tagungsleiter





# Inhaltsverzeichnis

<b>Vorwort</b> .....	<b>3</b>
<i>Prof. Dr. Richard Leiner</i>	

## Regenerative Energiegewinnung

<b>Hocheffiziente Solarzellen mit Konzentratoroptik</b> .....	<b>7</b>
<i>Dario Babic, Philipp Scharf</i>	
<b>Geothermie – Energie aus der Erde</b> .....	<b>15</b>
<i>Volkan Gül, Florian Gerster</i>	
<b>Mikroalgen – Energieträger der Zukunft</b> .....	<b>21</b>
<i>Markus Häcker, Tobias Zirbs</i>	

## Elektromobilität

<b>Unterschiedliche Ladetechnologien für Elektrofahrzeuge und deren Weg zur Standardisierung</b> .....	<b>28</b>
<i>Tobias Bertram, Philipp Horn</i>	
<b>Induktives Laden in der Elektromobilität</b> .....	<b>36</b>
<i>Heiko Baur, Volker Schmitt</i>	
<b>Polymerelektrolyt-Brennstoffzelle als Range Extender für elektrisch betriebene Fahrzeuge</b> .....	<b>43</b>
<i>Jan Mayer, Dominic Vucaj</i>	

## Speichertechnologien

<b>Alternative Hybridsysteme und Antriebskonzepte zur Emissionsminderung in Kraftfahrzeugen</b> .....	<b>50</b>
<i>Niklas Fritz, Daniel Riedel</i>	
<b>Das Schwungrad als Energiespeicher und Netzstabilisator</b> .....	<b>57</b>
<i>Benjamin Erdemann, Dominik Möhrle</i>	
<b>Reversible Brennstoffzellen</b> .....	<b>64</b>
<i>Markus Gugel, Sascha Rasztovcics</i>	
<b>Neues Energiespeicherkonzept für erneuerbare Energien in Form von Lageenergiespeicherung</b> .....	<b>70</b>
<i>Christian Ganser, Johannes Rapp</i>	
<b>Alternative Energiespeicher mit hohen Kapazitäten im Vergleich und ihre Anwendung in der Bodenseeregion</b> .....	<b>77</b>
<i>Thomas Barth, Lucas Mülhaupt</i>	

## Intelligente Systeme

<b>Kommunikationssysteme in Smart Grids</b> .....	<b>85</b>
<i>Matthias Flaig, Florian Schanz</i>	



# Hocheffiziente Solarzellen mit Konzentratoroptik

## High-efficiency solar cells with concentrator optics

Dario Babic, HTWG Konstanz, Konstanz, Deutschland, dababic@htwg-konstanz.de  
Philipp Scharf, HTWG Konstanz, Konstanz, Deutschland, phscharf@htwg-konstanz.de

### Kurzfassung

Für die Effizienzsteigerung von Photovoltaikanlagen stellen sog. Mehrschicht solarzellen eine Schlüsseltechnologie dar. Um die noch vergleichsweise hohen Kosten für insbesondere gewerbliche Anwendungen zu senken, werden Optimierungen der einzelnen Teilsysteme vorgenommen. Dies betrifft die Mehrschicht solarzellen als auch die Konzentratoroptiken bzw. die Abstimmung beider Komponenten. Hierbei sollen jeweils die Effizienz erhöht und zugleich die Kosten gesenkt. Relevante technische Fortschritte und Trends werden diesbezüglich untersucht. Erste entsprechend ausgestattete Anlagen werden derzeit in Betrieb genommen bzw. bereits getestet, um Technologie und Einsatzgebiete noch besser anzupassen und wirtschaftlich zu machen.

### Abstract

To increase the efficiency of photovoltaic plants multijunction solar cells are a key technology. Optimisations are applied to each subsystem to decrease the relative high costs especially of commercial applications. These optimisations concern both the multijunction solar cells and the concentrator optics respectively their matching. The goal is to improve efficiency as well as costs. For this purpose development and trends of technology are considered. To gain experience for further enhancement of applied technology and profitability first equipped plants are currently introduced or already tested.

## 1 Einführung

Der Energiegehalt der globalen, jährlichen Sonneneinstrahlung übersteigt den Energiebedarf der Menschheit in etwa um den Faktor 10.000 [1]. Jedoch steht nur ein kleiner Bruchteil der verfügbaren Fläche zur Nutzung von Photovoltaikanlagen zur Verfügung. Um eine möglichst hohe Ausbeute bei der Energiegewinnung durch Sonnenlicht auf kleiner Fläche zu realisieren, muss die Effizienz bei der Umwandlung in elektrische Energie maximiert werden.

Dabei spielt das nutzbare Sonnenspektrum von Photovoltaikanlagen eine große Rolle. Das Sonnenspektrum wird von konventionellen Solarzellen nur zu einem geringen Teil aufgrund physikalischer Effekte bzw. Materialeigenschaften abgedeckt. Dieser Nachteil wurde bei der Entwicklung von Mehrschicht solarzellen (MSZ) berücksichtigt. Für eine weitere Steigerung von Effizienz bzw. Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen können zusätzlich Konzentratoroptiken eingesetzt werden.

Zur Beurteilung der ökonomischen sowie ökologischen Eigenschaften von hocheffizienten Solarzellen mit Konzentratoroptiken ist ein technischer Hintergrund notwendig. Daher wird die Funktionsweise besonders von hocheffizienten Solarzellen im Folgenden erläutert, bzw. welche Besonderheiten sich daraus für deren Fertigung ergeben. Des Weiteren werden die technischen Eigenschaften und optimalen Realisierungsmöglichkeiten mit und von Konzentratoroptiken betrachtet. Abschließend wird die Tech-

nologie in Bezug auf die Bedeutung für die Energiewende bewertet.

## 2 Aufbau und Funktionsweise von Solarzellen

Solarzellen stellen im Grunde großflächige Halbleiterdioden dar. Deshalb werden im Folgenden die wichtigsten Grundlagen von Dioden kurz erläutert.

### 2.1 Grundlegende Eigenschaften von Halbleiterdioden

Bei einer Halbleiterdiode handelt es sich im einfachsten Fall um einen Halbleiterkristall mit zwei aneinander liegenden unterschiedlich dotierten Bereichen (pn-Übergang). Im p-dotierten Bereich stehen im Gegensatz zum n-dotierten Bereich quasi keine frei beweglichen Ladungsträger, sondern sog. Löcher, dem Stromfluss zur Verfügung. Dies bedeutet, dass auf der p-dotierten Seite ein Elektronenmangel herrscht, während die n-dotierte Seite einen Überschuss an frei beweglichen Elektronen aufweist. Im Übergangsbereich der unterschiedlichen Dotierungen findet ein Ausgleich (Rekombination) von Löchern und Elektronen durch einen Diffusionsvorgang statt [1]. Der somit entstandene Bereich zwischen den Dotierungen wird als Raumladungszone oder Sperrschicht bezeichnet, da sich hier keine negativen bzw. positiven beweglichen Ladungen mehr befinden. Das durch Influenz entstandene elektrische Feld in der Raumladungszone führt zu einer inneren elektrischen Spannung in der Diode, die sog. Dif-

fusionsspannung. Die Polarität dieser Spannung ist entgegengesetzt zu den Ladungen der Dotierungen gerichtet. Dies stellt für mögliche weitere Rekombinationsvorgänge eine Energiebarriere dar. Es werden weitere Rekombinationen zwischen den dotierten Schichten unterbunden, wodurch sich ein stationärer Zustand einstellt.

## 2.2 Halbleiterdiode als Solarzelle

Das Prinzip der Energieumwandlung in einer Solarzelle basiert auf dem inneren Photoeffekt von Halbleitern. Durch einfallende Photonen, die auf bewegliche Elektronen treffen, werden diese auf ein energetisch höheres Niveau angehoben. Für die Photonenenergie gilt:

$$E_{ph} = \frac{hc}{\lambda}$$

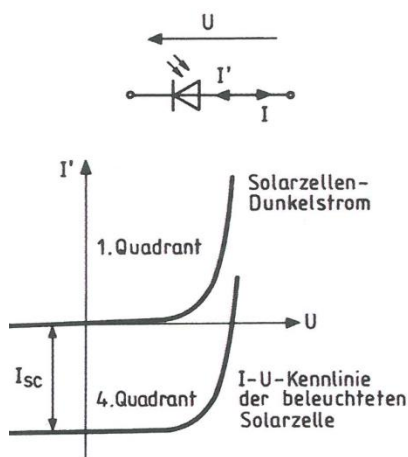
Voraussetzung hierfür ist, dass die Energie des auftreffenden Photons groß genug ist. Der Mindestenergiebetrag der Energie entspricht der Bandlücke des Halbleiters. Die Bandlücke ist die Energiedifferenz zwischen Leitungs- und Valenzband. Im Valenzband befinden sich die Elektronen fest in Atombindungen und stehen dem Stromfluss nicht zur Verfügung, während diese im Leitungsband frei beweglich sind.

Ist die Photonenenergie kleiner als die Bandlücke, so findet keine Absorption durch das Elektron statt. Übersteigt die Photonenenergie die Bandlückenenergie, so werden entsprechende Photonen absorbiert. Die Energiedifferenz wird hierbei allerdings in Wärme umgesetzt.

Bei Lichteinfall auf eine Solarzelle werden also freie bewegliche Elektronen erzeugt, wodurch jeweils ein Loch hinterlassen wird.

Zum Stromfluss sind allerdings nicht nur freie Ladungsträger notwendig, sondern auch eine elektrische Spannung. Diese Spannung entsteht durch das elektrische Feld des pn-Übergangs in der Diode.

Fällt kein Licht auf eine Solarzelle, ist ihr elektrisches Verhalten, speziell die U-I-Kennlinie, wie das einer gewöhnlichen Halbleiterdiode:



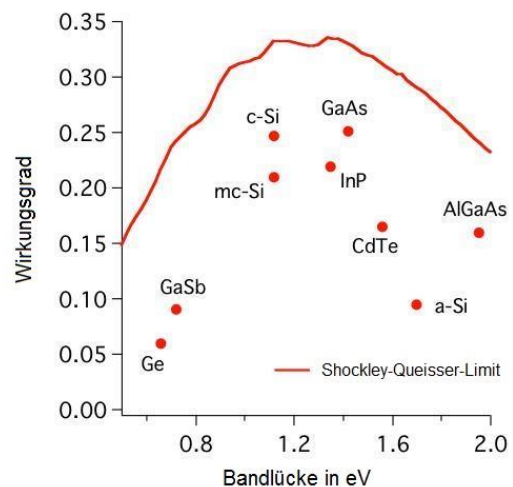
**Bild 1** Spannungs-Strom-Kennlinie einer beleuchteten und unbeleuchteten Solarzelle [1]

Bei Beleuchtung der Solarzelle wird die Kennlinie vertikal in den vierten Quadranten verschoben. Dem Strom durch die Diode ist ein konstanter, negativer Strom überlagert, der sog. Photostrom. Die charakteristischen Kenngrößen einer Solarzellenkennlinie sind wie folgt:

- Leerlaufspannung  $V_{OC}$
- Kurzschlussstrom  $I_{SC}$
- Maximale elektrische Leistung  $P_{MPP} = V_{MPP} * I_{MPP}$

Wird keine Last an die Solarzelle angeschlossen, so entspricht ihre elektrische Spannung der Leerlaufspannung  $V_{OC}$ . Bei Kurzschluss fließt der Strom  $I_{SC}$ , wodurch quasi keine Spannung an der Zelle abfällt. In praktischen Anwendungen soll jedoch die elektrische Leistung, also das Produkt aus Spannung und Strom maximal sein. Wird die hierfür optimale Last angeschlossen, so befindet sich der Betriebspunkt der Solarzelle am Maximum Power Point (MPP) [1].

Zur Leistungsmaximierung stehen neben dem Erreichen des optimalen Betriebspunkts auch andere Werkzeuge zur Verfügung. So spielt auch das Halbleitermaterial eine große Rolle. Durch die unterschiedlichen Bandlücken der Materialien bzw. ihr Absorptionsverhalten hängen die Abgabeleistung und der Wirkungsgrad einer Solarzelle zudem vom Spektrum des einfallenden Lichts ab:



**Bild 2** Shockley-Queisser-Limit [2]

Die eingezeichnete Linie stellt das sog. Shockley-Queisser-Limit dar. Es trifft eine Aussage über den theoretisch maximal erreichbaren Wirkungsgrad einer Solarzelle in Abhängigkeit von der Halbleiterbandlücke [3]. Als Grundlage für dieses Limit wird eine vom Sonnenlicht durchdrungene Luftmasse von AM1.5 (engl. airmass) angenommen [4]. Dies entspricht einem Einfallswinkel von  $48^\circ$  zur Senkrechten auf der Erde. Die tatsächlich erreichbaren Werte für den Wirkungsgrad sind materialabhängig und liegen stets unter der theoretischen Grenze. Das Halbleitermaterial, welches dem Optimum am nächsten kommt, ist GaAs mit einer Bandlücke von etwa 1,42 eV. Das in der

Photovoltaik sehr verbreitete kristalline Silizium erreicht einen ähnlich hohen Wirkungsgrad bei einer Bandlücke von 1,12 eV [4].

Ein weiterer Verlustfaktor ist mit der sog. Quanteneffizienz auszudrücken. Sie beschreibt, wie viele Photonen absorbiert werden aber auch jeweils ein Elektron in das Valenzband befördern. Die restlichen nicht transmittierten Photonen verursachen lediglich eine Erwärmung der Solarzelle [5].

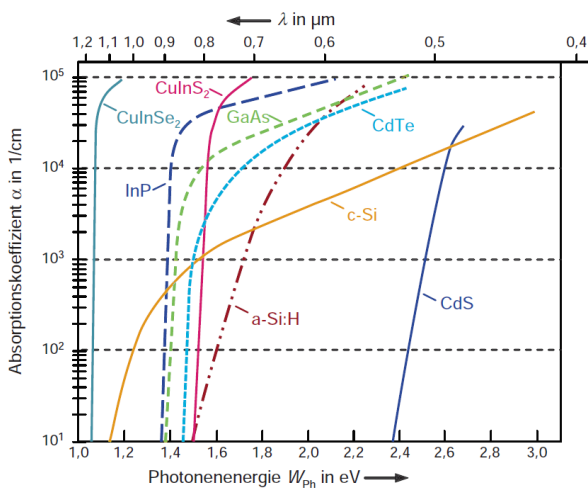
Es existieren noch mehr Verlustmechanismen aufgrund von z.B. thermodynamischen oder optischen Effekten, dessen Auswirkungen in technischen Anwendungen bereits teilweise beherrschbar sind, hier jedoch nicht im Detail relevant sind [1].

### 3 Mehrschicht solarzellen

Soll der Wirkungsgrad von Solarzellen, z.B. aufgrund geringen Flächenangebots, weiter erhöht werden, können zur Überschreitung des Shockley-Queisser-Limits mehrere elektrisch und optisch aktive Schichten eingeführt werden. Der aktuelle Effizienzrekord einer MSZ beträgt 44,7 %. Hiermit ausgestattete Anlagen können einen nahezu doppelt so hohen Modulwirkungsgrad wie mit herkömmlichen Silizium-Solarzellen erzielen [6].

#### 3.1 Vergrößerung des nutzbaren Spektrums

Die größten Verlustmechanismen von Solarzellen rühren von der nicht nutzbaren Energiedifferenz zwischen Photonen- und Bandlückenenergie sowie von der wellenlängenabhängigen Absorption der verwendeten Materialien:



**Bild 3** Absorptionskoeffizienten einiger Halbleiter [4]

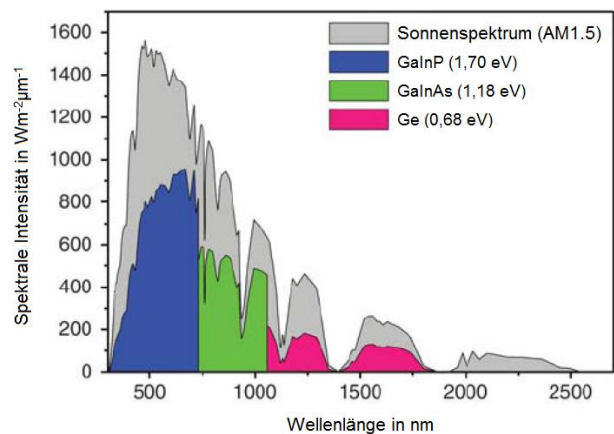
Ist die Wellenlänge zu groß bzw. die Photonenenergie kleiner als die der Bandlücke, so findet keine Absorption des Lichtes durch den Halbleiter statt. Wird diese Grenze überschritten, findet eine zunächst relativ schwache Absorption statt, welche mit kleiner werdender Wellenlänge zunimmt. Der Grad der Absorption  $A$  wird mit dem Absorptionskoeffizienten  $\alpha$  angegeben. Mittels dieses Werts

können optimale Schichtdicken von Solarzellen nach folgender Beziehung berechnet werden:

$$A = 1 - e^{-\alpha \cdot d}$$

Je nach verwendetem Halbleitermaterial sind für die gleiche Absorption (z.B.  $\sim 1$ ) unterschiedliche Schichtdicken notwendig, die sich im Bereich von ca. 0,1..1  $\mu\text{m}$  bewegen [4].

Durch geschickte Anordnung von Solarzellen mit unterschiedlichen Halbleitermaterialien kann zum einen eine breitere Abdeckung des Sonnenspektrums erreicht werden. Zum anderen kann die resultierende Energiedifferenz zwischen Bandlücke und Photon mit zunehmender Anzahl Solarzellen unterschiedlicher Materialien reduziert werden. Dabei wird die Solarzelle, mit der höchsten Bandlückenenergie der Sonne direkt zugewandt. Diese Zelle kann nur das Licht mit Wellenlängen, die kleiner als die Grenzwellenlänge und somit größer als die Bandlücke sind, absorbieren. Entsprechend werden auf der Rückseite dieser Zelle andere Zellen mit kleineren Bandlückenenergien angebracht. Nach diesem Schema kann so eine Vielzahl von Solarzellen nach der Reihenfolge ihrer Bandlückenenergien kaskadiert werden. Auf diese Weise wird von jeder einzelnen Solarzellen nur ein Ausschnitt des Sonnenspektrums für den inneren Photoeffekt verwendet. Dieser Ausschnitt des Spektrums ist zum einen durch die Bandlücke der jeweiligen Zelle als auch von der, der darüber liegenden begrenzt:



**Bild 4** Absorptionsspektrum einer Tripelzelle [7]

In diesem Beispiel handelt es sich um eine Tripelzelle, einer Kombination aus drei Solarzellen auf einem Substrat. Die oberste Zelle (blau) nutzt nur den kurzwelligeren Anteil des Lichts zur Energieumwandlung. Die thermischen Verluste sind im Vergleich zu einer einzelnen Solarzelle, welche dasselbe Spektrum absorbiert, kleiner, da die mittlere Differenz zwischen Photonen- und Bandlückenenergie entsprechend kleiner ist. Auch bei der mittleren (grün) bzw. der unteren Zelle (rot) wird der Gesamtwirkungsgrad auf diese Weise erhöht.

Für das genaue Abstimmen der Bandlücken kommen sog. III/V-Halbleiter zum Einsatz. Diese bestehen aus Elementen der dritten und fünften Hauptgruppe des Periodensystems

tems der Elemente, während z.B. Silizium der vierten Gruppe angehört [4].

Im Gegensatz zum abgebildeten Beispiel mit drei konkreten Halbleitermaterialien ist der theoretisch erreichbare Wirkungsgrad größer als aktuelle Realisierungen. Für sog. Tandemzellen beträgt dieser bis zu 50 %, für Trippelzellen bis zu 56 %. Wird die Anzahl der Zellen weiter erhöht, so nimmt der Wirkungsgrad zwar zu, jedoch zunehmend unterproportional [8]. Daher betätigen sich aktuelle Entwicklungen nicht einer weiteren Erhöhung der Anzahl an Solarzellen, sondern weiterer Maßnahmen zur Erhöhung des Wirkungsgrades und Reduktion der Kosten [9].

### 3.2 Stromanpassung

Der Ausgangsstrom der MSZ ist aufgrund der Reihenschaltung durch den kleinsten Photostrom einer einzelnen Solarzelle begrenzt. Deshalb ist zur Maximierung des Wirkungsgrades eine möglichst gute Stromanpassung, also das Angleichen der einzelnen Photoströme, anzustreben. Der Strom durch eine Solarzelle ist proportional zur Anzahl der auftreffenden Photonen, welche mindestens die Bandlückenenergie aufweisen. In Abhängigkeit vom Absorptionskoeffizienten sind die einzelnen Schichtdicken entsprechend des jeweiligen Spektralbereichs sowie gewünschten Photostroms anzupassen.

Die Dicke der untersten Zelle ist in diesem Fall vergleichsweise groß, da Germanium schwach absorbiert. Die Dicke der darüber liegenden Schichten hängt sehr vom Spektrum des einfallenden Lichts ab. Daher sind besonders für (extra-)terrestrische Anwendungen entsprechende Anpassungen vorzunehmen, da sich deren Spektren z.T. sehr unterscheiden.

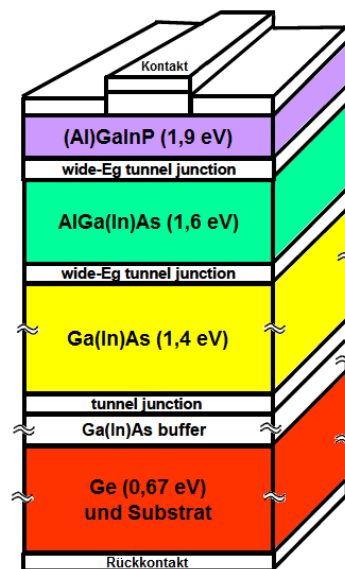
Des Weiteren sind die Halbleitermaterialien der jeweiligen Schichten sorgfältig auszuwählen, um eine bestmögliche Stromanpassung zu erreichen. So erzeugen die Teilspektren eine gleiche Anzahl an freien Elektronen in den einzelnen Schichten [7].

### 3.3 Fertigungsverfahren

Für die breite Anwendung von MSZ ist vor Allem eine kostengünstige Fertigung erforderlich. Betrachtet man die ursprünglich nahezu ausschließlich extraterrestrischen Anwendungen, so liegen entsprechend geringe Stückzahlen nahe. Entgegen der Fertigungsverfahren für herkömmliche Solarzellen wurden die Prozesse für MSZ nicht so intensiv bzw. nicht auf geringe Kosten optimiert [10].

Aufgrund der auch für terrestrische Anwendungen höheren Nachfrage werden zunehmend günstigere Prozesse zur Herstellung von MSZ entwickelt, wodurch die Anschaffungspreise entsprechend ausgerüsteter Anlagen günstiger werden.

Der wichtigste Unterschied zwischen MSZ und herkömmlichen Solarzellen ist das absorbierte Spektrum bzw. die Aufspaltung dieses. Doch die separate Absorption der einzelnen Spektralbereiche erfordert hierfür dedizierte pn-Übergänge, also Solarzellen. Diese werden idealerweise direkt übereinander auf einem Substrat kaskadiert:



**Bild 5** Vereinfachter Aufbau einer Quadrupel-MSZ [11]

Für diesen Aufbau sind aus mehreren Gründen eine Vielzahl an Materialschichten (ca. 20-30 Stück) und somit Prozessschritten notwendig [10]. Denn mit jedem zusätzlichen Prozessschritt entstehen zusätzliche Kosten bei der Entwicklung sowie Fertigung einer MSZ. Zudem erfordert die Herstellung solch komplexer Halbleiterprodukte mehr Zeit. Ein weiterer Nachteil von Fertigungsprozessen mit einer hohen Anzahl an Schritten ist die immer bestehende Wahrscheinlichkeit der Entstehung von Defekten im Halbleiterkristall, die zu zusätzlichen Arbeitsschritten oder Ausschuss und damit zu noch höheren Kosten führen können [4]. Alternativ können die einzelnen Solarzellen auch getrennt gefertigt und nachträglich mechanisch gestapelt werden [12].

Ein nicht zu vernachlässigender Kostenfaktor sind auch die Materialien selbst, welche in MSZ eingesetzt werden. Für gewöhnliche Solarzellen werden im Wesentlichen neben Silizium noch Dotierstoffe und Materialien zur Kontaktierung benötigt. Diese werden entweder in sehr geringen Mengen benötigt oder sind sehr kostengünstig. Bei MSZ hingegen werden ganze Schichten aus bspw. GaInP, GaInAs und Germanium mikrotechnisch aufgebaut. Diese Materialien verursachen im Allgemeinen bzw. aufgrund der größeren Anzahl an Schichten hohe Kosten. Auch die Verfahren zum Aufbringen dieser Schichten sind kosten- und zeitintensiv [9].

Ein Austausch des verwendeten Materials einer einzelnen Schicht, bspw. aufgrund von Kosten, ist i.d.R. nicht trivial. Um einen möglichst hohen Wirkungsgrad zu erreichen, ist es notwendig, dass während der Herstellung so wenig Kristallfehler wie möglich im Halbleiter auftreten. Die Wahrscheinlichkeit eines Defekts am Übergang zweier Schichten unterschiedlicher Materialien hängt vom Unterschied derer Gitterkonstanten ab. Die Gitterkonstante ist die Kantenlänge einer Elementarzelle, also der kleinsten periodisch verschiebbaren Einheit im Kristall. Damit ist die Auswahl an kombinierbaren Materialien deutlich eingeschränkt. Jedoch gibt es zunehmend Techniken, die die Auswirkungen von unterschiedlichen Gitterkonstanten



reduzieren [11]. Hierbei werden bspw. Zwischenschichten (engl. buffer, tunnel junctions) eingefügt, die eine Gitterkonstante haben, welche einen weichen Übergang der Schichten ermöglichen.

Des Weiteren müssen alle Zwischenschichten, auch die zur Kontaktierung der Einzelzellen, transparent sein, um die darunterliegenden Zellen nicht abzuschatten [1]. Dies wird erreicht, indem hierfür Materialien mit einer sehr großen Bandlücke gewählt werden.

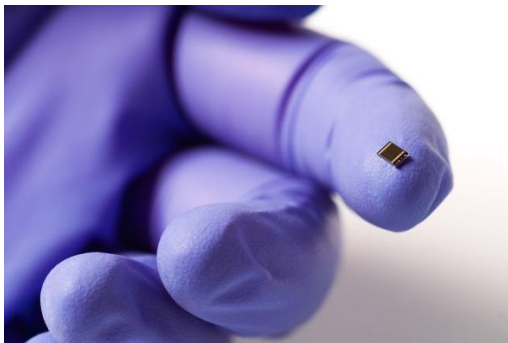
Aufgrund der zahlreichen und komplex aufgebauten Schichten, deren Dicken für maximale Effizienz exakt eingestellt werden müssen, übersteigen die flächenbezogenen Kosten von MSZ die der herkömmlichen Technik um den Faktor 100..1000 [9].

## 4 Weitere Erhöhung des Wirkungsgrades durch Konzentrationsoptiken

Aufgrund der wesentlich höheren Kosten pro Fläche der MSZ gegenüber kommerziellen Siliziumsolarzellen muss aus wirtschaftlichen Gründen die elektrisch aktive Fläche bei Konzentratormodulen reduziert werden.

### 4.1 Flächeneinsparung durch Konzentration

Für einen wirtschaftlichen Betrieb von MSZ muss der Kostenunterschied pro Fläche möglichst durch relative Flächeneinsparung kompensiert werden. In der Praxis beträgt der Konzentrationsfaktor des Sonnenlichts, also auch der Verkleinerungsfaktor der Solarzelle, ca. 200..300. Die MSZ mit dem aktuell höchsten erzielten Wirkungsgrad hat eine elektrisch und optisch aktive Fläche von lediglich 5,2 mm<sup>2</sup>:



**Bild 6** Quadrupel-MSZ mit 44,7 % Effizienz [6]

Der maximale Wirkungsgrad dieser MSZ wird bei einem Konzentrationsfaktor von  $C = 297$  erreicht [6]. Sollte die gleiche elektrische Leistung mit einer Standard-Solarzelle mit einem Wirkungsgrad von etwa 20 % erreicht werden, vergrößert sich die elektrisch und optisch aktive Fläche um den folgenden Faktor:

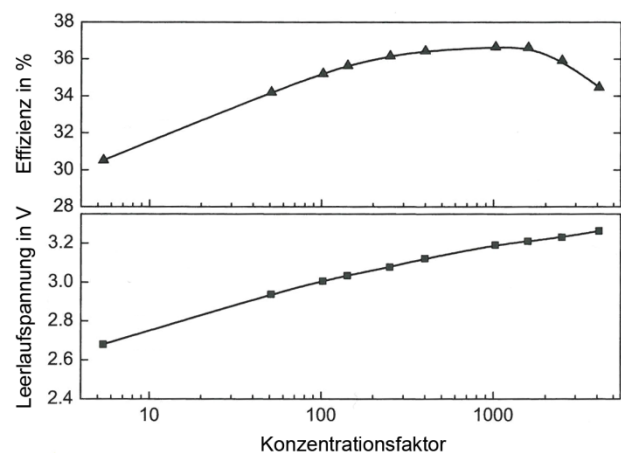
$$\frac{A_{Si}}{A_{MSZ}} = \frac{\eta_{MSZ}}{\eta_{Si}} * C = \frac{44,7\%}{20\%} * 297 \approx 664$$

Dementsprechend müsste die Standard-Solarzelle einen elektrisch und optisch aktiven Flächeninhalt von 3452 mm<sup>2</sup> aufweisen, um die Leistung der MSZ unter konzentriertem Sonnenlicht zu erreichen.

Ein weiterer Vorteil der kleinen Fläche ist die im Vergleich zu größeren MSZ geringere Defektwahrscheinlichkeit auf einer einzelnen Zelle, wodurch die Ausbeute bei der Herstellung zunimmt und die Kosten hierdurch reduziert werden können [13].

### 4.2 Intensitätsabhängiger Wirkungsgrad

Der Photostrom einer Solarzelle hängt näherungsweise proportional von der Intensität des einfallenden Lichts ab. Entsprechend ist ein lineares Leistungswachstum mit zunehmender Einstrahlungsintensität zu erwarten. Allerdings nimmt auch die Spannung der Solarzelle zu, sodass die elektrische Leistung überproportional mit der Einstrahlungsleistung steigt. Dadurch ergibt sich eine Effizienzsteigerung:



**Bild 7** Leerlaufspannung und Wirkungsgrad unter Konzentration [10]

Da die Spannungszunahme logarithmisches Verhalten aufweist, sind somit hohe Konzentrationsfaktoren (siehe Abschnitt 4.1) zu wählen. Je höher die Intensität ist, desto mehr Wärmeleistung entsteht in der Solarzelle. Aufgrund begrenzter Kühlmöglichkeiten nimmt der Wirkungsgrad daher bei sehr großen Konzentrationsfaktoren wiederum ab, da der Wirkungsgrad von Solarzellen im Allgemeinen einen negativen Temperaturkoeffizient aufweist [10]. Dadurch entsteht ein Effizienzmaximum, auf welches die Konzentrationsoptik ausgelegt wird.

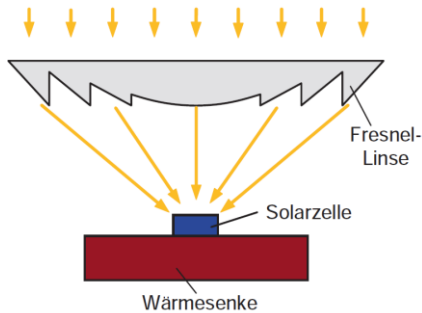
### 4.3 Realisierung

Wie auch bei MSZ sind die Anforderungen an Kosten und Effizienz der Konzentrationsoptiken sehr hoch. So soll auch bei geringen Kosten der Vorteil des vergleichsweise hohen Wirkungsgrades der MSZ nicht durch ungeeignete Optiken zunichte gemacht werden.

Grundsätzlich existieren zwei verschiedene Möglichkeiten zur Bündelung des Sonnenlichtes auf eine kleine MSZ.

Entweder kommen Fresnel-Linsen oder Parabolspiegel zum Einsatz.

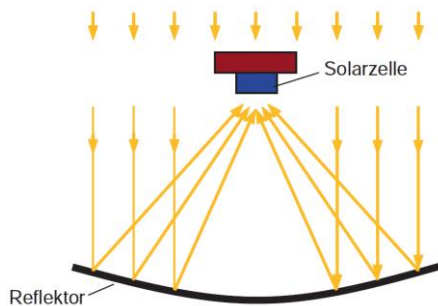
Bei der Anordnung mit Fresnel-Linsen wird die Optik im Abstand der Brennweite an der MSZ montiert:



**Bild 8** Konzentrationsoptik mit Fresnel-Linse [4]

Fresnel-Linsen können relativ einfach und günstig mit bewährten Produktionstechniken durch Strukturierung der Oberfläche von Flachmaterial (z.B. PMMA) hergestellt werden und weisen eine sehr flache Bauform auf [14].

Eine weitere Möglichkeit zur Konzentration des Sonnenlichts stellen Spiegel dar. Hierbei werden Arrays aus gebogenen Spiegeln oder alternativ einzelne Parabolspiegel eingesetzt:



**Bild 8** Konzentrationsoptik mit Parabolspiegel [4]

Die Kosten von Spiegeln sind zwar auch relativ gering, jedoch haben in der Praxis Anordnungen vor Allem mit größeren Spiegeln mehr Platzbedarf [4].

Beide erwähnten Verfahren zur Lichtbündelung arbeiten nicht ideal und sammeln das Licht nicht exakt in einem Bereich (die MSZ) bzw. leuchten diese Fläche nicht gleichmäßig aus. Daher gibt es Ansätze, die nicht ideale Bündelung durch eine reflektive Sekundäroptik, direkt an der MSZ montiert, zu verbessern [15].

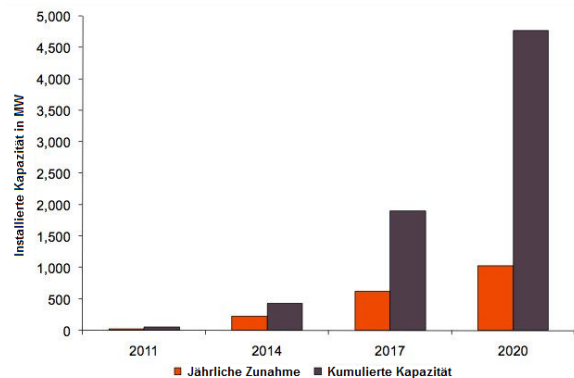
Beiden Konzentrationssystemen ist gemeinsam, dass diese im Wesentlichen nur den direkten Anteil des Sonnenlichts auf die gewünschte Fläche bündeln. Es muss die optische Achse des Systems auf die Sonne ausgerichtet sein, wodurch eine genau arbeitende Nachführung der Module erforderlich ist [16].

Eine weitere Besonderheit von Konzentratorsolarzellen ist die sehr punktuelle Wärmeentwicklung. Daher müssen die MSZ thermisch möglichst gut gekoppelt an einer Wärmesenke montiert werden. Die Wärmesenke kann z.B. durch

Rippenkühlkörper realisiert werden. Die Substrattemperaturen sind trotzdem höher als bei gewöhnlichen Solarzellen ohne Konzentration. Allerdings weisen III/V-Halbleiter einen kleineren Temperaturkoeffizienten und damit geringen Abfall des Wirkungsgrades bei hohen Temperaturen auf. Dies erspart meist kostenintensive Flüssigkeitskühlungen [17].

## 5 Diskussion und Ausblick

Die ursprüngliche Anwendung hocheffizienter Solarzellen ist die Raumfahrt. Hier sind minimale Abmessungen und Masse als auch maximale elektrische Leistung und somit Effizienz dringend erforderlich. Zudem spielen Kosten in diesem Bereich eine unwesentliche Rolle. Für lange Zeit blieb die Raumfahrt die einzige bedeutende Anwendung von MSZ, weshalb sich die produzierten Stückzahlen nicht maßgeblich änderten. So gab es keinen großen Bedarf, die Fertigung auch auf Kosten zu optimieren, weshalb die Kosten für terrestrische Anwendungen zu hoch waren [10]. Durch die zunehmende Entwicklung MSZ konnten in junger Vergangenheit deutliche Fortschritte bei der Effizienzsteigerung erreicht werden. Die gesteigerten Wirkungsgrade in Kombination mit kleineren elektrisch aktiven Flächen durch Konzentrationsoptiken machen Systeme mit MSZ heute wettbewerbsfähig zu terrestrisch etablierten Techniken. Allein in Europa werden derzeit 38 Konzentrationkraftwerke betrieben, elf weitere werden in Zukunft an das Stromnetz angeschlossen [18]. So wird für die kommenden Jahre eine enorme Zunahme der installierten Leistung von Konzentrationkraftwerken erwartet:



**Bild 9** Trend der weltweit installierten Leistung von Konzentrationphotovoltaik [19]

Besonders in Regionen mit geeignetem Klima und kurzer Entfernung zum Verbraucher werden aktuell Anlagen mit MSZ gebaut. Gerade das Klima spielt eine entscheidende Rolle für die Wirtschaftlichkeit, da aufgrund der Konzentrationsoptiken auch bei präziser Nachführung möglichst direktes Licht benötigt wird.

Werden diese Kriterien erfüllt, so können mit MSZ und Konzentrationsoptiken auf kleinster Fläche vergleichsweise große Leistungen (bis zum Faktor zwei) erzeugt werden. Setzt sich die rasche Entwicklung von MSZ-Systemen in



Zukunft fort, so sind auch deutliche Fortschritte bei deren Wirtschaftlichkeit zu erwarten. Derart ausgestattete Kraftwerke haben sogar das Potential, die Energieerzeugungskosten von herkömmlicher Photovoltaik zu unterbieten [17].

Neben den wirtschaftlichen spielen auch die ökologischen Eigenschaften von Konzentratorphotovoltaik in Bezug auf die Nachhaltigkeit eine große Rolle. Eine wichtige Größe in diesem Zusammenhang ist die energetische Amortisationszeit, also die Dauer, bis die für den Bau der Anlage notwendige Energie wieder erzeugt wurde. Unter günstigen Voraussetzungen, also hoher Direkteinstrahlung, erreichen heutige Konzentratorphotovoltaikanlagen bereits kürzere Amortisationszeiten als konventionelle Photovoltaik [20].

Für herkömmliche Solarzellen wird im Wesentlichen Silizium als zweithäufigstes Element benötigt, welches in großen Mengen abgebaut und aufbereitet werden kann. Die Herstellung von MSZ benötigt zwar insgesamt weniger Halbleitermaterial, jedoch mehrere unterschiedliche Rohstoffe, zum Teil sehr seltene. Zum Beispiel kommt in der untersten Zelle häufig Germanium zum Einsatz, welches nur in Erzen mit relativ geringer Konzentration vorkommt. Der Gewinn ist daher technisch bzw. energetisch aufwändig. Aktuell werden 90 t Germanium pro Jahr abgebaut. Wird angenommen, dass die Hälfte der geförderten Menge für die Herstellung von MSZ verwendet werden kann und der Wirkungsgrad 45 % sowie der Konzentrationsfaktor 500 sei, beträgt der Bedarf an Germanium etwa 9 g/kWp. Somit könnten unter diesen Voraussetzungen große Leistungen jährlich durch Konzentratorphotovoltaik hinzugefügt werden:

$$\frac{\Delta P}{a} = \frac{45 * 10^3 \frac{kg}{a}}{9 * 10^{-3} \frac{kg}{kWp}} = 5 \frac{GWp}{a}$$

Diese maximale Leistung entspricht in etwa der Leistung von vier bis fünf Kernkraftwerken. Grundsätzlich können bis zum Jahr 2020 keine Rohstoffengpässe bei der Herstellung von MSZ erwartet werden. Die Berechnung bezieht sich allerdings nur auf die Verwendung von abgebauten Rohstoffen. Durch Recycling kann die zur Verfügung stehende Menge erhöht werden, wodurch möglichen Engpässen vorgebeugt werden kann [4]. Dies bedeutet für die nächsten Jahre, dass zunächst die Kosten von Kraftwerken mit Konzentratorphotovoltaik für deren Verbreitung ausschlaggebend sein werden. Wie bei herkömmlicher Photovoltaik oder Mikroelektronik, könnte auch hier das Potential der Kostenreduktion unterschätzt werden. Derzeit sind in Bezug auf die Konzentratorphotovoltaik vielversprechende Entwicklungen im Gange, um die bereits erreichten Vorteile noch weiter auszubauen.

## 6 Literatur

- [1] Häberlin, H.: Photovoltaik. Chur: Electrosuisse Verlag, 2010. ISBN 978-3-905214-62-8
- [2] University of Sydney: Photovoltaics Research. Zugriff am 21.11.2013: <http://www.physics.usyd.edu.au/app/solar/research/pv.html>
- [3] Shockley, W.; Queisser, H.: Detailed Balance Limit of Efficiency of pn Junction Solar Cells. Zugriff am 21.11.2013: <http://scitation.aip.org/content/aip/journal/jap/32/3/1.1063/1.1736034>
- [4] Mertens, K.: Photovoltaik. München: Carl Hanser Verlag, 2013. ISBN 978-3-446-43411-0
- [5] Shaheen, S.: 2.5% efficient organic plastic solar cells. Zugriff am 28.11.2013: <http://scitation.aip.org/content/aip/journal/apl/78/6/1.1063/1.1345834>
- [6] Fraunhofer ISE: World Record Solar Cell with 44.7% Efficiency. Zugriff am 21.11.2013: <http://www.ise.fraunhofer.de/en/press-and-media/press-releases/presseinformationen-2013/world-record-solar-cell-with-44.7-efficiency>
- [7] Yastrebova, N.: High-efficiency multi-junction solar cells. Zugriff am 29.10.2013: <http://sunlab.site.uottawa.ca/pdf/whitepapers/HiEfficMjSc-CurrStatus&FuturePotential.pdf>
- [8] Henry, C. H.: Limiting efficiencies of ideal single and multiple energy gap terrestrial solar cells. Zugriff am 21.11.2013: <http://scitation.aip.org/content/aip/journal/jap/51/8/1.1063/1.328272>
- [9] Friedman, D. et al.: Toward 100 Gigawatts of Concentrator Photovoltaics by 2030. Zugriff am 21.11.2013: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6553423>
- [10] Petrova-Koch, V. et al.: High-Efficient Low-Cost Photovoltaics. Berlin/Heidelberg: Springer-Verlag, 2009. ISBN 978-3-540-79358-8
- [11] King, R. R. et al.: New Horizons in III-V Multijunction Terrestrial Concentrator Cell Research. Zugriff am 26.11.2013: <http://www.spectrolab.com/pv/support/R.%20King%20et%20al.,%20EU%20PVSEC%202006,%20New%20horizons%20in%20III-V%20cell%20research.pdf>
- [12] Goetzberger, A.; Hoffmann, V.: Photovoltaic Solar Energy Generation. Berlin/Heidelberg: Springer-Verlag, 2005. ISBN 3-540-23676-7
- [13] Cha, J. C.; Gupta, S.: Characterization of Granularity and Redundancy for SRAMs for Optimal Yield-per-Area. Zugriff am 27.11.2013: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=4751865>

- [14] Fraunhofer ISE: Konzentration-PV-Kraftwerke. Diss., 2009. Zugriff am 05.12.2013: <http://www.ise.fraunhofer.de/de/geschaeftsfelder-und-marktbereiche/regenerative-stromversorgung/solare-kraftwerke/konzentrator-pv-kraftwerke>
- [15] Jaus, J. C.: Entwicklung von photovoltaischen Konzentratormodulen. Diss., 2009. Zugriff am 27.11.2013: [http://www.freidok.uni-freiburg.de/volltexte/7437/pdf/JoachimJaus\\_2010\\_Entwicklung\\_von\\_photovoltaischen\\_Konzentratorsolarmodulen.pdf](http://www.freidok.uni-freiburg.de/volltexte/7437/pdf/JoachimJaus_2010_Entwicklung_von_photovoltaischen_Konzentratorsolarmodulen.pdf)
- [16] Wesselak, V.; Voswinkel, S.: Photovoltaik. Berlin/Heidelberg: Springer-Verlag, 2012. ISBN 978-3-642-24297-7
- [17] Nishikawa, W.; Horne, S.: Key Advantages of Concentrating Photovoltaics (CPV) for Lowering Levelized Cost of Electricity (LCOE).“ Zugriff am 28.11.2013: [http://www.cpvconsortium.org/Portals/0/Papers\\_Pressos/Key\\_advantages-of-cpv-for-lowering-lcoe.pdf](http://www.cpvconsortium.org/Portals/0/Papers_Pressos/Key_advantages-of-cpv-for-lowering-lcoe.pdf)
- [18] PV Insider: CPV World Map 2012. Zugriff am 27.11.2013: [http://www.cpvconsortium.org/Portals/0/Documents/cpv\\_world\\_map\\_2012.pdf](http://www.cpvconsortium.org/Portals/0/Documents/cpv_world_map_2012.pdf)
- [19] Clean Technica: CPV Market To Hit 4.7 GW By 2020 (GlobalData Report). Zugriff am 27.11.2013: <http://cleantechnica.com/2013/04/11/cpv-market-by-2020-to-hit-4-7-gw-globaldata-report/>
- [20] Fritz, D.: Ökobilanzen verschiedener Photovoltaikanlagen unter besonderer Berücksichtigung der Energiebilanzen. Zugriff am 05.12.2013: [http://othes.univie.ac.at/21238/1/2012-07-03\\_0104586.pdf](http://othes.univie.ac.at/21238/1/2012-07-03_0104586.pdf)

# Geothermie – Energie aus der Erde

## Geothermal energy

Florian Gerster, B. Eng., HTWG Konstanz, Konstanz, Deutschland, fgerste@htwg-konstanz.de  
Volkan Gül, B. Eng., HTWG Konstanz, Konstanz, Deutschland, voguel@htwg-konstanz.de

### Kurzfassung

Unter Geothermie versteht man die Nutzung der Erdwärme zu Heiz- bzw. Kühlzwecken, sowie zur Erzeugung von Strom. Unter den erneuerbaren Energien könnte der Geothermie eine besondere Rolle zukommen, denn sie ist quasi überall vorhanden und regeneriert sich nachhaltig.

Dieses Paper befasst sich mit Technologien zur Energiegewinnung aus Erdwärme vor und gibt einen Ausblick auf mögliche Weiterentwicklungen.

### Abstract

Geothermal energy is defined as the usage of terrestrial heat for the generation of electricity and for heating- or cooling- purposes. Amongst the renewable energies geothermal energy could play a special role because it is available everywhere and regenerates sustainably.

This paper discusses the technologies of geothermal power generation and provides an outlook on possible further developments.

## 1 Einleitung

Die Geothermie oder Erdwärme stellt eine fast unerschöpfliche Quelle zur Gewinnung von Wärme und zur Erzeugung von Strom bereit. Geothermie ist klimaschonend, im Gegensatz zu Solar- und Windenergie wetterunabhängig sowie zu jeder Uhrzeit verfügbar und schont die fossilen Energieträger. Diese Punkte und besonders auch die Grundlastfähigkeit der Geothermie machen sie zu einem wichtigen Bestandteil der Energiewende [1].

### 1.1 Geothermische Energie

„Geothermische Energie ist die in Form von Wärme gespeicherte Energie unterhalb der Oberfläche der festen Erde (VDI-RICHTLINIE 4640, 2001).“ [1]

Im Erdkern sind Temperaturen von maximal 6500°C anzutreffen. Vulkanausbrüche demonstrieren eindrucksvoll den gigantischen Energieprozess, der im Erdinneren entspringt [2].

Die gewaltigen Temperaturen im Erdkern, wie auch die in den höheren Erdschichten ergeben sich zu ~30 % aus der Gravitationswärme und zu ~70% aus dem radioaktiven Zerfall. Beim radioaktiven Zerfall setzen überwiegend Isotope aus Uran, Kalium und Thorium Energie frei [1].

Nur knapp 1 % der Erde liegt unter der Temperaturgrenze von 1000°C. Je tiefer man in das Erdinnere gelangt, desto schneller steigt der Temperaturkoeffizient an [2].

Im Durchschnitt erhöht sich die Temperatur proportional zu der Tiefe um 3°C pro 100-Meter-Abschnitt. Aus dem „geothermischen Gradienten“ oder auch „Temperaturgradienten“ kann der Temperaturanstieg pro Tiefenabschnitt in K/m gemessen werden. In der Umgangssprache

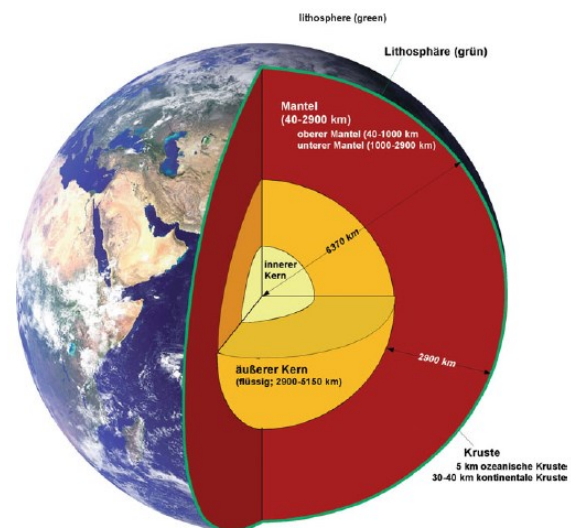


Abbildung 1: Aufbau der Erde [1]

Ist aber eher die Einheitsangabe °C/km verbreitet. Der geothermische Gradient ergibt sich aus dem permanenten Wärmestrom, der sich von innen nach außen bewegt. Beispielsweise beträgt die Wärmestromdichte Deutschlands im Mittel ca. 65 mW/m<sup>2</sup> [1].

Der komplette Wärmestrom könnte theoretisch den Weltprimärenergiebedarf abdecken. Die technische Verwendung der Geothermie erfordert hohe Temperaturen, welche mit Tiefenbohrungen realisierbar sind. Gebiete mit geothermischen Anomalien gestalten die Geothermie in wirtschaftlicher Betrachtung als interessant. Wobei auch diverse Gebiete, ohne geothermische Anomalien für thermische Nutzungszwecke gewinnbringend sein können.

## 1.2 Thermophysikalische Parameter

Kenntnisse über die physikalischen Eigenschaften der Gesteine in Bezug auf Transport und Speicherung von Wärme und Fluiden bilden die Grundlage für die Realisierung von Geothermieprojekten. Besonders interessant sind dabei die thermischen Parameter Wärmeproduktion, Wärmekapazität, Wärmeleitfähigkeit und Wärmestromdichte. Auf diese soll im Folgenden kurz eingegangen werden.

Die Wärmeleitfähigkeit  $\lambda$  ( $[W/mK]$ ) variiert je nach Gestein und schwankt selbst für das ein und selbe Gestein häufig in weiten Grenzen (Abb. 2). Dies ist u.a. auf die Varianz in der mineralogischen Zusammensetzung zurückzuführen. Während die Wärmeleitfähigkeit also Auskunft über den Nachschub an thermischer Energie liefert, gibt die spezifische Wärmekapazität  $c$  ( $[J/kgK]$ ) an, wie viel Wärme ein Stoff pro Masse speichern kann (Abb. 2). Zuletzt berechnet sich die radioaktive Wärmeproduktion  $A$  eines Stoffes aus seiner jeweiligen Zusammensetzung von Uran, Thorium und Kalium. In Verbindung mit der Wärmeleitfähigkeit gibt die Wärmestromdichte  $q$  ( $[W/m^2]$ ) Information über die Temperaturzunahme pro Tiefenabschnitt, dem bereits erwähnten Temperaturgradienten. Mithilfe dieser Parameter lässt sich folgende Gleichung zur Bestimmung der Temperatur in Abhängigkeit von der Tiefe herleiten:

$$T(z) = T_0 + \int_0^z \lambda(z)^{-1} \left[ q_0 - \int_0^z A(z) dz \right] dz$$

Anhand dieser Formel lässt sich die Temperaturzunahme im Untergrund Schicht für Schicht, differentiell konstruieren [1 und 9].

Gestein / Fluide	Wärmeleitfähigkeit $\lambda$ ( $J s^{-1} m^{-1} K^{-1}$ )	spez. Wärmekapazität ( $kJ kg^{-1} K^{-1}$ )
Kies, Sand, trocken	0,3–0,8	0,50–0,59
Kies, Sand, nass	1,7–5,0	0,85–1,90
Ton, Lehm, feucht	0,9–2,3	0,80–2,30
Kalkstein	2,5–4,0	0,80–1,00
Dolomit	1,6–5,5	0,92–1,06
Marmor	1,6–4,0	0,86–0,92
Sandstein	1,3–5,1	0,82–1,00
Tonstein	0,6–4,0	0,82–1,18
Granit	2,1–4,1	0,75–1,22
Gneis	1,9–4,0	0,75–0,90
Basalt	1,3–2,3	0,72–1,00
Quarzit	3,6–6,6	0,78–0,92
Steinsalz	5,4	0,84
Luft	0,02	1,0054
Wasser	0,59	4,12

Abbildung 3: Wärmeleitfähigkeit und spezifische Wärmekapazität unter Normalbedingungen (Quelle: [1])

## 1.3 Geothermische Energiequellen

Bei der Geothermie differenziert man zwischen oberflächennahen und tiefen Geothermiequellen. Die Grenze wird dabei bei ungefähr 400m und 20°C gezogen. Zusätzlich wird die tiefe Erdwärme noch in Hochenthalpie- und Niederenthalpielagerstätten<sup>1</sup> aufgeteilt, wobei die Grenzziehung gemeinhin bei 200°C erfolgt.

<sup>1</sup> Enthalpie: Energiegehalt eines Stoffes (vereinfacht)

Im Falle von Hochenthalpielagerstätten kann ein sehr hoher Wirkungsgrad bei der Stromerzeugung mittels Dampfturbinen erreicht werden. Die in einer Hochenthalpieregion liegende Stadt San Francisco beispielsweise bezieht ihren Strom nahezu komplett mittels Geothermie.

Bei Niederenthalpielagerstätten hingegen ist eine Verstromung nur mittels spezieller Verfahren, wie dem ORC<sup>2</sup>-Verfahren oder dem Kalina<sup>3</sup>-Verfahren (Vgl. 2.2), möglich. Der Wirkungsgrad liegt hier bei nur etwa 10-15 %.

In den Hoch- und Niederenthalpieregionen ist das geothermale Fluid Wasser in flüssigem oder gasförmigem Zustand (hydrothermale Geothermie). Man unterscheidet in der Regel zwischen Wasser-dominierten und Gas-dominierten Systemen, wobei letztere nicht so weit verbreitet sind. Es können aber auch trockene Gesteinsschichten der zur geothermalen Nutzung erschlossen werden (z.B. Enhanced-Geothermal-Systems, vgl. 2.2). Man spricht hierbei von petrothormaler Geothermie [1].

## 2 Arten der Nutzung

Zur Nutzung dieser o.g. Geothermiequellen stehen verschiedene Systeme zur Verfügung, die im Folgenden genauer erläutert werden.

### 2.1 Oberflächennahe Geothermie

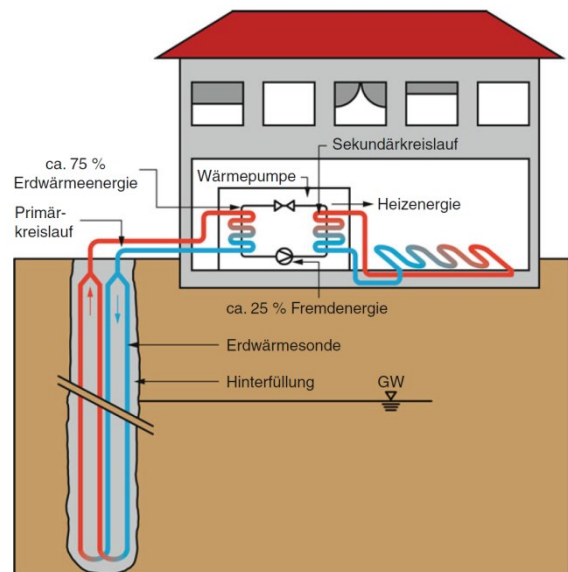


Abbildung 2: Beispiel für eine Erdwärmesondenanlage [1]

Die Oberflächennahe Geothermie grenzt einen Erdtiefenbereich von ca. 1-400 m ein. Innerhalb der ersten hundert Meter steht eine Kombination aus gespeicherter Solarenergie und innerer Erdenergie zur Verfügung. Die Tem-

<sup>2</sup> ORC-Verfahren: *Organic Rankine Cycle*, Verdampfung von z.B. Pentan

<sup>3</sup> Kalina-Verfahren: Verdampfung eines Ammoniak-Wasser-Gemisches

peraturverläufe der ersten zehn Meter sind von den Bodencharakteristiken und der Jahreszeit abhängig. Ab einer Tiefe von etwa 15 m sind angesichts des aufwärtsgerichteten Wärmestroms konstantere Temperaturen auffindbar. Diese stehen kontinuierlich bereit und nehmen im Durchschnitt um 3°C pro 100 m zu [3].

Das oberflächennahe Erdwärmepotenzial wird mithilfe folgender Nutzungssysteme gefördert:

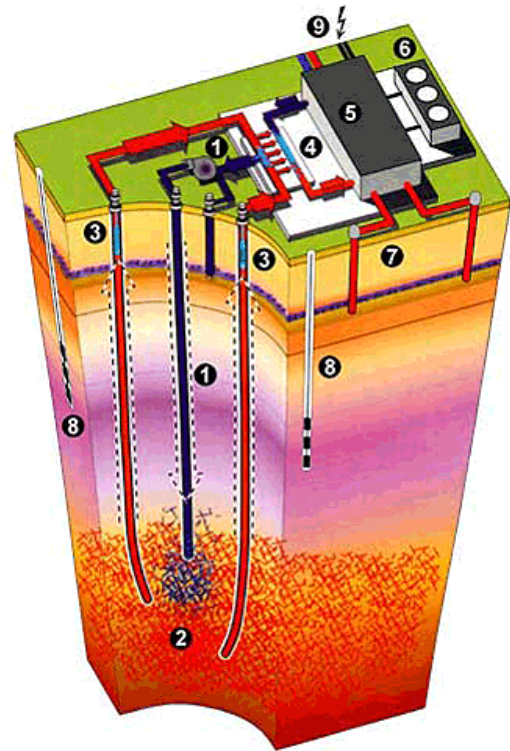
- **Erdkollektoren** sind vertikal angebrachte Rohrleitungen, die zwischen 1-2 m unter der Erde platziert sind und eine Gesamtlänge von einigen hundert Metern besitzen. Die Rohrleitungsverlegung ist so konzipiert, dass der winterliche Frost, sowie die sommerliche solare Regeneration in Mitbetrachtung sind. Die Rohrleitungen entnehmen mittels einer zirkulierenden Flüssigkeit die Wärme des Bodens ab, wobei hier die Erdwärme aus der Solarenergie stammt.
- **Erdwärmesonden** (Abb. 3) sind vertikale Bohrungen bestehend aus U-förmigen Kunststoffrohren mit zirkulierenden Flüssigkeiten (meist ein Wasserfrostschutzgemisch) oder Gasen. Die Wärmeträger befördern ihre Wärme aus umgebenden Gesteinen. Besonders dieses Nutzungssystem wird auch zu Kühlzwecken gebraucht.
- **Energiepfähle** sind lange Betonpfähle die in die Erde senkrecht eingesetzt sind. Im Inneren bestehen sie aus U- oder netzförmigen Polyethylen-Rohren mit einer zirkulierenden Wärmeträgerflüssigkeit. Die erbrachten Leistungen bewegen sich, je nach Größe der Industriebauten zwischen 10–800 kW.
- **Zweibrunnensysteme** setzen sich aus einem Förderbrunnen und einem Injektionsbrunnen zusammen. Die Unterwasserpumpe entzieht dem Förderbrunnen Grundwasser und führt dieses der Wärmepumpe zu. Dabei wird dem Grundwasser die Wärme entnommen. Anschließend wird das abgekühlte Wasser wieder ins Grundwasserreservoir injiziert.

Diese hier aufgeführten Nutzungssysteme ergeben jeweils mit einer Verbindung zu einer Wärmepumpe (Funktion: Niveauehebung der Temperatur mithilfe von Strom) ein funktionsfähiges Erdwärme-Nutzungssystem. In Ausnahmefällen, vor allem in vulkanisch aktiven Regionen, kann die oberflächennahe Erdwärme auch direkt, ohne Niveauehebung genutzt werden [4].

## 2.2 Tiefe Geothermie

Zur Förderung der tiefen Erdwärme werden die folgenden Technologien verwendet:

- Bei **Hydrothermale Dubletten** (ähnlich den bereits angesprochenen Zweibrunnensystemen) wird Grundwasser aus einem sogenannten Aquifer an die Erdoberfläche gefördert, wo ihm mittels Wärmetauscher (vereinzelt auch Wärmepumpe) die Wärme entzogen wird. In einer bestimmten Entfernung wird das abgekühlte Wasser wieder in denselben Aquifer zurückgeleitet. Dies erfolgt zum einen zur Wiederauffüllung (Recharge) des Grundwasserleiters und zum anderen aus entsorgungstechnischen Grün-



1 Injektionsbohrung mit Injektionspumpe  
 2 Stimuliertes Kluffsystem (Tiefe: ca. 4000-6000 m, T: ca. 200°C)  
 3 Produktionsbohrungen  
 4 Wärmetauscher  
 5 Wärmepumpe  
 6 Kühlung  
 7 Hochtemperatur-Untergroundspeicher für Überschusswärme  
 8 Beobachtungsbohrungen  
 9 Verbraucher Strom und Wärme  
 Abbildung 4: Schema einer EGS-Anlage [14]

den, da Tiefenwasser meist eine starke Mineralisation und einen hohen Gasgehalt aufweisen. Ab einer Wassertemperatur von ca. 80°C ist bei der hydrothermalen Dublette eine Verstromung mithilfe des ORC-Verfahrens oder des Kalina-Verfahrens möglich (Vgl. 1.1).

- **Enhanced-Geothermal-Systems** (Synonyme: Hot-Dry-Rock-Systeme, Deep-Heat-Mining) nutzen im Gegensatz zu den hydrothermalen Systemen hauptsächlich die direkt im Gestein gespeicherte Energie. Man spricht von petrothermalen Systemen. Durch sogenannte Gesteins-Wärmetauscher –vergleichbar mit Durchlauferhitzern“ – schickt man in Tiefen bis zu 7000 m Wasser zur Wärmeaufnahme in das unterirdische kristalline Gebirge. Abbildung 4 zeigt schematisch den Aufbau einer solchen Anlage.
- Ein weiteres petrothermales Nutzungssystem, die **Tiefe Erdwärmesonde** funktioniert nach dem gleichen Prinzip wie ihr Namensvetter aus der oberflächennahen Geothermie, allerdings in Tiefen bis zu ungefähr 3000 m. Sie werden bisher nur zur Wärme-, nicht aber zur Stromerzeugung eingesetzt. Als Wärmetransportmedium kommt Ammoniak zum Einsatz. Die Heizlast einer solchen Erdwärmesonde kann bis zu 500 kW betragen [1].

## 2.3 Wirkungsgrad der Nutzungssysteme

Der Wirkungsgrad beschreibt die Güte der Umwandlungsprozesse, bei denen Wärme zunächst in mechanische und anschließend in elektrische Energie umgewandelt



wird. Er entspricht folglich dem Verhältnis zwischen Nutzen und Aufwand. Der Carnot-Wirkungsgrad (oder auch Carnot-Faktor) ist der theoretisch maximal erreichbare Prozesswirkungsgrad und gibt an, welcher Anteil der zugeführten Wärme maximal in mechanische Arbeit umgewandelt werden kann. Er berechnet sich zu:

$$\eta = 1 - (T_a/T_z)$$

, wobei  $T_z$  für die Wärmezufuhr und  $T_a$  für die Wärmeabfuhr stehen (jeweils in [K]). Abbildung 5 soll zur Veranschaulichung des Carnot-Wirkungsgrades dienen. Betrachtet man beispielsweise eine hydrothermale Geothermieanlage, die Thermalwasser aus der Förderbohrung von 150°C auf 50°C abkühlt, so liegt der resultierende Wärmestrom bei  $T_z = 100^\circ\text{C}$  (373,15 K). Geht man nun davon aus, dass eine Wärmeabfuhr von  $T_a = 20^\circ\text{C}$  aus dem Kraftwerksprozess erreicht werden kann, resultiert daraus ein maximaler Wirkungsgrad von  $\eta = 0,21$ , also 21%.

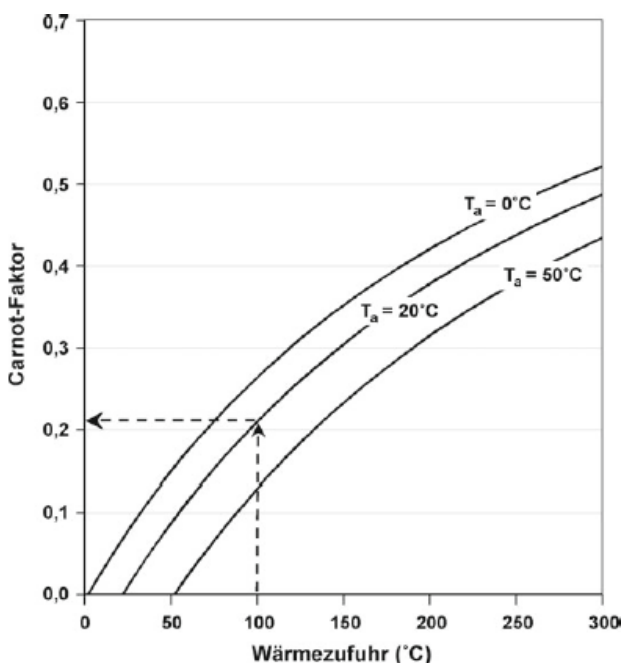


Abbildung 5: Carnot-Wirkungsgrad für eine Wärmeabfuhr mit 0°C, 20°C und 50°C [1]

## 2.4 Geothermie als Energiespeicher

Während das Klima im Sommer einen Überschuss an Wärme liefert, besteht im Winter bekanntermaßen ein Mangel. Die Möglichkeit Geothermie als Energiespeicher einzusetzen ist daher äußerst praktisch. Dazu stehen verschiedene Technologien zur Verfügung:

- Als **Aquiferspeicher** werden Wasserleiter im Untergrund bezeichnet, deren Wasser nicht oder nur geringfügig fließt, was zur Folge hat, dass die enthaltene Wärme nicht abtransportiert werden kann. Über Bohrungen wird diesen Aquiferen von der Oberfläche her Wärme zugeleitet und bei Bedarf wieder erschlossen.
- Bei **Erdwärmesondenspeichern** wird die Wärme direkt dem die Sonde umgebenden Erdreich zugeführt, unabhängig davon, ob es sich um Boden oder

einen Aquifer handelt. Erdwärmesondenspeicher bestehen aus einer oder je nach Bedarf aus mehreren Erdwärmesonden.

Wärmequellen für die Speicherung während der warmen Monate sind neben solarthermisch gewonnener Sonnenenergie, ungenutzte Abwärme aus der Industrie oder einfach der Rücklauf aus Kühlkreisläufen [13].

## 3 Wirtschaftlichkeit und Effizienz

Thermische und hydraulische Eigenschaften sowie die Zusammensetzung des Wassers sind bedeutend für die Angaben über geothermische Anlageneffizienz, -beständigkeit und -wirtschaftlichkeit. Diese Charakteristiken sollten vorneweg gründlich mit geeigneten Untersuchungen (z.B. mit Simulationen) und Auswertungen (z.B. Bodenlandkarten) ermittelt werden. Letzten Endes entscheiden die Betreiber bzw. Investoren über die Anlageneffizienz auf Basis von betriebswirtschaftlichen Strategien.

Die Kosten für die Geothermie-Kraftwerke bzw. –Anlagen setzen sich aus dem Installationspreis (3 - 4,5 Mio.€/MWe), und den Produktionskosten (40 - 100 €/MWh) zusammen. Als variable Kosten kann der Einheitspreis für geothermisches Fernheizen/-kühlen via Erdwärmepumpen mit ca. 16 €/GJ berechnet werden. Das direkte Heizen ohne Erdwärmepumpe beläuft sich auf 2 €/GJ. Investoren sollten sich jedoch auf die Amortisationsdauer bei Erdwärmepumpen-Systemen beziehen. Diese beträgt im Schnitt 4 bis 8 Jahre [11].

Bohrungen werden auf 900 bis 1500 €/m kalkuliert, mit einer maximalen Bohrgeschwindigkeit von ~50 m am Tag. Die Kosten wachsen mit zunehmender Tiefe. Bohrungen sorgen mit für den hohen Installationspreis der Geothermie-Anlagen. Gebiete mit relativ hohen geothermischen Gradienten bzw. Temperaturanomalien berechtigen zur Kosteneinsparung bedingt durch niedrigere Bohrtiefen [12].

Vorzugsweise sollte eine geothermische Heizanlage das ganze Jahr über genutzt werden, wie zum Bsp. durch Nah- oder Fernwärmenetzwerke, der Kühleleistungsbereitstellung oder durch Trocknungsanlagen. Das Kaskadenprinzip spielt hier eine bedeutsame Rolle. Die verschiedenen Temperaturniveaus sind hintereinander effizient und ökologisch zu nutzen (z. B. Fernwärme: ca. 75 °C ± 15 °C → Gewächshäuser: ca. 45 °C ± 15 °C → Fischzucht: ca. <30 °C) [9].

Geothermie (5000 EJ pro Jahr) besitzt im Vergleich zur Sonnenenergie (1575 EJ pro Jahr) und Windenergie (640 EJ pro Jahr) das größte Potenzial bzgl. ihrer Energie-Ressourcen (Stand: 2000). Die weltweite Stromerzeugung aus Geothermie beträgt 70 TWh pro Jahr (Stand: 2012). Seit 1980 steigt die globale Geothermie-Stromproduktion um etwa 5% an. Dagegen ist die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen als Extrembeispiel zu nennen, welche sich zwischen dem Jahre 2005-2011 um etwa 45% erhöht hat. Abbildung 6 veranschaulicht, dass Geothermie zur Stromerzeugung bisher die geringste Leistung aller

erneuerbaren Energien erzielt, obwohl ihre Verfügbarkeit am größten ist [11].

Technologie	Installierte Leistung		Jahresproduktion		Verfügbarkeit
	GWe	%	TWh/yr	%	
Wasserkraft	970	71.3	3'400	78.7	40
Biomasse	72	5.3	328	7.6	52
Wind	238	17.5	438	10.1	21
<b>Geothermie</b>	11	0.8	69	1.6	72
Solar PV	70	5.1	86	2.0	14
<b>Total</b>	<b>1'361</b>	<b>100</b>	<b>4'321</b>	<b>100</b>	

Abbildung 6: Vergleich weltweiter Stromerzeugung aus regenerativen Energien [11]

Die Gesamtleistung direkter Geothermie-Nutzung bzw. Wärmenutzung beziffert sich auf 500 PJ pro Jahr aus einem Kapazitätsvorkommen von 60 GW. Derzeit sind China, USA und Schweden die Top 3 der Nutzer (Stand: 2010) [11].

In Deutschland wurde im Jahre 2012 ~142,4 GWh Strom aus erneuerbaren Energien bereitgestellt. Davon stammten ~24,4 GWh aus dem Geothermie-Sektor, was einen Anteil von etwa 17 % ausmacht. Die Summe der Wärmeenergieerzeugung aus regenerativen Energien betrug ~140,4 GWh. Der Anteil der Geothermie betrug hierbei 5 %. Die Arbeitsplatzanzahl im Bereich der Geothermie betrug in Deutschland im Jahre 2012 ca. 13 900 von insgesamt 377800 Beschäftigten im Sektor der erneuerbaren Energien [10].

Die Kurve der Geothermie zeigt aber eher nach oben, nicht zuletzt, weil weiterhin staatlich geförderte Subventionen, je nach aussichtsvoller Entwicklung der Geothermie, zur Senkung der CO<sub>2</sub> - Emissionen angedacht sind.

## 4 Probleme und Risiken

Durch in der Vergangenheit aufgetretene Probleme und Schäden im Hinblick auf die Erschließung geothermaler Energiequellen sind Bedenken bezüglich der sicheren Nutzung der oberflächennahen und tiefen Geothermie aufgetreten. Da aber im Energiemix weiterhin auch auf Erdwärme gesetzt werden soll, sind die Kenntnis der Gefahrenpotenziale sowie das Aufzeigen von Lösungswegen von großer Bedeutung [5].

### 4.1 Risiken oberflächennaher Geothermie

Die möglichen negativen Auswirkungen der oberflächennahen Geothermie treten in der Regel bezüglich des Grundwassers auf. So kann beispielsweise durch Bohrungen potentiell verunreinigtes oder salzhaltiges Wasser in den Grundwasserleiter einfließen. Seltener können sich oberflächennahe Erdwärmeförderungen auch auf die Erdoberfläche auswirken. Probleme – sprich das „Abrutschen“ der Erdoberfläche – können hierbei z.B. im Falle unterirdischer Verkarstungen mit chemisch bedingten Hohlraumbildungen entstehen [4].

Der gegenteilige Fall, also das Erheben der Erdoberfläche kann auftreten, wenn beispielsweise durch eine fehlerhafte Bohrung oder einen Defekt der Erdwärmesonde Wasser in

die Gesteinsschicht Gipskeuper gelangt, was diesen in Verbindung mit Calciumsulfat aufquellen lässt.

Zur Minimierung der Risiken und Gefahren in diesem Sektor ist eine gute Vorerkundung der Untergrundverhältnisse notwendig. Die gängigen Bohrverfahren sind soweit ausgereift, dass von ihnen kaum ein Gefahrenpotential ausgeht. Es ist vielmehr darauf zu achten, das für die zu erwartenden Untergrundverhältnisse am geeignetste Bohrverfahren auszuwählen [5].

### 4.2 Risiken tiefer Geothermie

Wegen der höheren Komplexität der Technik sind die Risiken bei der Realisierung von tiefen Geothermiesystemen ungleich höher als die der oberflächennahen.

Im Allgemeinen lassen sich hier vier Risikogruppen unterscheiden:

- Das **Fündigkeitsrisiko** kann als Hauptrisiko angesehen werden, d.h. das Risiko bei der Erschließung einer Erdwärmequelle eine nicht ausreichende Thermalförderate und/oder Lagerstättentemperatur zu erlangen. Diese Gefahr besteht besonders in Regionen, in denen noch keine Erfahrungswerte (z.B. aus früheren Erdöl- oder Erdgasförderungen) vorliegen.
- **Geologische bzw. geotechnische Risiken** bestehen vor allem in Bezug auf die petrothermalen Systeme (Vgl. 2.2). Hierbei werden bewusst kleine Seismizitäten zum Aufreißen des Gesteins und der damit einhergehenden besseren Wasserwegsamkeit induziert (Stimulationmaßnahmen), um das gesamte Potential der im Gestein gespeicherten Wärme nutzen zu können. Ein Beispiel hierfür sind die Ereignisse von Basel im Jahr 2006, als unter den beschriebenen Umständen stärkere, für die Bevölkerung wahrnehmbare Erschütterungen ausgelöst wurden.
- **Wirtschaftliche Risiken** bestehen hauptsächlich im Zusammenhang mit dem Fündigkeitsrisiko, da zwischen 50 und 70% der Gesamtkosten eines Geothermieprojekts auf die Erschließungsphase (Bohrungen, Stimulationmaßnahmen, Tests) fallen.
- Wie bei der oberflächennahen bestehen auch bei der tiefen Geothermie **Umweltrisiken** hinsichtlich der Schutzgüter Grundwasser und Boden. Kommen Techniken, wie das Kalina- oder ORC-Verfahren (Vgl. 1.1) zum Einsatz besteht außerdem die Gefahr des Austritts schädlicher Stoffe (z.B. Pentan) in die Umwelt [6].

## 5 Perspektiven

Neben der Kombination von Erdwärme mit anderen regenerativen Energiequellen werden weiterhin auch verstärkt Technologien erforscht und entwickelt, die effizientere Bohrungen erlauben sollen.

Unter die Kombination mit anderen erneuerbaren Energien fällt beispielsweise das Betreiben einer Wärmepumpe mit Strom aus Photovoltaik. Dabei ist nicht nur die mittels Wärmepumpe erzeugte Wärme zu 100% regenerativen Ursprungs, es steigt zusätzlich der Eigenbedarf des erzeugten

Photovoltaikstroms, was nach aktueller Rechtslage ökonomisch vorteilhaft ist [7].

Um bei Bohrungen den mit der Tiefe exponentiell ansteigenden Kosten entgegenzuwirken, wird außerdem an neuen Bohrmethoden geforscht und entwickelt. So wird zum Beispiel an der Eidgenössischen technischen Hochschule Zürich an hydrothermalen Flammen für das sogenannte „Spallation Drilling“ geforscht. Die Idee dabei ist, Gestein ab einer Tiefe von circa 2500 m nicht mehr mit herkömmlichen Bohrtechnologien zu durchbohren, sondern mit einer Flamme so stark zu erhitzen, dass es durch die ausgeprägten Temperaturunterschiede und die damit verbundene Längenausdehnung zerbröckelt (Abb. 7). Ein zusätzlicher Wasserstrom transportiert die abgebrochenen Gesteinsstücke dann an die Erdoberfläche. Mit dieser Methode soll es möglich sein einen zur Bohrtiefe linearen Kostenanstieg zu erreichen [8].

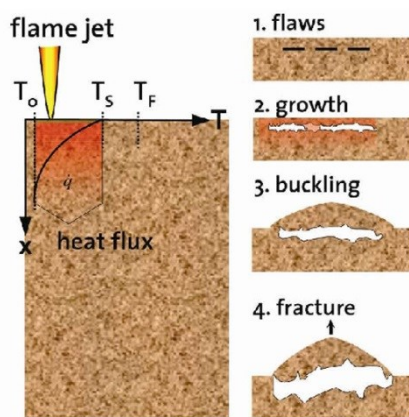


Abbildung 7: Prinzip des Spallation Drillings [8]

## 6 Fazit

Im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energiequellen ist die Geothermie vielseitiger in ihren Einsatzmöglichkeiten. So kann man die Erdwärme nicht nur zu Heizzwecken oder zur Erwärmung von Nutzwasser, sondern auch zum Kühlen verwenden. Es besteht außerdem die Möglichkeit Geothermiequellen als saisonale oder temporäre energetische Zwischenspeicher zu verwenden, um den Diskrepanzen zwischen Energieangebot und -nachfrage entgegenzuwirken. Dies wird besonders in Zusammenhang mit intelligent vernetzten Strom- und Wärmenetzen mit unbeständigen Teilnehmern (Produzenten und Konsumenten) interessant. Günstige geologische Verhältnisse vor Ort vorausgesetzt, steht auch der Erzeugung von Strom nichts im Wege. Es wäre keine Überraschung, wenn die Bedeutung der Geothermie im zukünftigen Energiemix weiter zunehmen würde.

## 7 Literatur

- [1] Stober, I.; Bucher, K.: Geothermie. Berlin · Heidelberg: Springer-Verlag, 2012
- [2] Quaschnig, V.: Regenerative Energiesysteme. München · Wien: Carl Hanser Verlagm 2013
- [3] Bayerisches Staatsministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz (StMUGV): Oberflächen-nahe Geothermie. München: StMUGV, 2005
- [4] Watter, Holger: Nachhaltige Energiesysteme. Wiesbaden: Vieweg+Teubner | GWV Fachverlage GmbH, 2009
- [5] Deutsches CleanTech Institut: CleanTech Studienreihe Band 6 Geothermie. DCTI, 2011
- [6] GtV Bundesverband Geothermie: Einstieg in die Geothermie - Risiken, URL: <http://www.geothermie.de/wissenswelt/geothermie/einstieg-in-die-geothermie/risiken.html> (Stand: 4.12.2013)
- [7] Vogel-Sperl, A.; Schmidt, M.; Staß, F.: Erneuerbare Energien und Energieeffizienz in Baden-Württemberg – Sachstand und Perspektiven. Stuttgart: ZSW, 2011
- [8] Wehrli, F.: Mit Feuer und Flamme in die Tiefe, URL: [http://www.ethlife.ethz.ch/archive\\_articles/090803\\_flammenbohrer\\_we](http://www.ethlife.ethz.ch/archive_articles/090803_flammenbohrer_we) (Veröffentlicht: 3.8.2009, Abgerufen: 4.12.2013)
- [9] Stober, I.; Fritzer, T.; Obst, K.: Tiefe Geothermie Nutzungsmöglichkeiten in Deutschland. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2011
- [10] Böhme, D. u.a.: Erneuerbare Energien in Zahlen. Berlin: Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2013
- [11] Rybach, L: Vortrag Weltweite Geothermie-Wachstumsraten im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien. Dezember 2012. [Online]. Available: [http://www.hnee.de/\\_obj/86BC95F8-1D28-4B87-B221-9399F447F41C/outline/VortragRybach.pdf](http://www.hnee.de/_obj/86BC95F8-1D28-4B87-B221-9399F447F41C/outline/VortragRybach.pdf) [Zugriff am 7 Dezember 2013].
- [12] Schmitt, F.: Geothermie und Wärmenetze, VDI, 8. Februar 2006. [Online]. Available: [www.vdi.de/fileadmin/media/content/get/fa-re/8.pdf](http://www.vdi.de/fileadmin/media/content/get/fa-re/8.pdf). [Zugriff am 5 Dezember 2013].
- [13] GtV Bundesverband Geothermie: Technologien – Energie speichern mit Geothermie, URL: <http://www.geothermie.de/wissenswelt/geothermie/technologien/energie-speichern-mit-geothermie.html> (Stand: 6.12.2013)
- [14] Dr. Edalat Wasser- und Umwelttechnik: Das Hot-Dry-Rock-Verfahren, URL: <http://www.edalat.info/13.0.html> (Stand: 10.12.2013)



# Mikroalgen – Energieträger der Zukunft

## Microalgae – The Green Future

Tobias Zirbs, B.Eng., HTWG Konstanz, Deutschland, tozirbs@htwg-konstanz.de

Markus Häcker, B.Eng., HTWG Konstanz, Deutschland, marhaeck@htwg-konstanz.de

### Kurzfassung

Ein zentraler Aspekt der Energiewende ist den Ausstoß von CO<sub>2</sub> zu limitieren. Wie aus der Literatur hervorgeht gibt es Branchen die auf Grund der Energiedichte in absehbarer Zukunft weiterhin auf fossile Energieträger angewiesen sein werden. Die Ölgewinnung aus Biomasse bietet hier eine praktikable Alternative, die aber durch diverse Aspekte der Landwirtschaft begrenzt ist. Die zentrale Frage die hier behandelt wird ist: Bieten Mikroalgen eine Alternative? Im Folgenden wird dazu einleitend die Thematik der Mikroalgen erörtert. Anhand physikalischer Eigenschaften und natürlicher Grenzen werden anschließend die theoretischen Möglichkeiten der Ölgewinnung durch Algen betrachtet. Zum besseren Verständnis wird dabei auf greifbare Beispiele zurückgegriffen. Abschließend werden die momentan Herausforderungen in der Praxis betrachtet und ein Ausblick gegeben.

### Abstract

A main reason for changing to alternative energy sources is to reduce CO<sub>2</sub> emission. Never the less there will be certain industrial sectors which will still be in need to use fossil energy sources in near future. According to literature certain sectors won't be able to replace petrol by another technology because of the high density of energy it possesses. As an alternative for petroleum, oil processed of plants could be a solution. Using land grown plants, natural limits of farming apply which leads to the central question of this paper: Can microalgae be an alternative to produce oil? Following up an introduction to microalgae will be given. Then limits and theoretical potential of microalgae oil production will be shown on examples of general knowledge using physical properties and natural limits. At last recent challenges in practical application will be explained and a conclusion will be drawn.

## 1 Einleitung

Ein wesentlicher Aspekt der Energiewende ist die Reduzierung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes. Dieser resultiert heutzutage hauptsächlich aus der Verbrennung fossiler Energieträger, welche aus gewissen Branchen nicht wegzudenken ist. Während bei zentralisierter Energiegewinnung die Energiedichte des verwerteten Mediums zweitrangig ist, spielt beispielsweise dem straßengebundenen Güterverkehr oder der Luftfahrt die Energiedichte des Treibstoffes eine entscheidende Rolle.

Als CO<sub>2</sub> neutrale Alternative bieten sich in diesen Branchen biologisch hergestellte Energieträger aus nachwachsenden Rohstoffen an. Mögliche Endprodukte reichen dabei von Pflanzenöl über Biodiesel und Bioethanol bis hin zu Biogas.

Der stetig wachsende Energiebedarf, die Lebensmittelversorgung der wachsenden Weltbevölkerung und die Energiepolitik führen zu einer kontroversen Diskussion, die unter dem Namen „Food or Fuel“ bekannt ist:

Bei der Herstellung von Energie aus Pflanzen limitieren das natürliche Wachstum und die kultivierbare Fläche die herstellbaren Mengen. Wollte man beispielsweise 20 % des Kraftstoffverbrauchs in Deutschland durch Kraftstoff aus Energiepflanzen ersetzen, müssten 25 % der landwirtschaftlichen Flächen in Deutschland für den Anbau ent-

sprechender Pflanzen genutzt werden. [1] Ein Anbau von Energiepflanzen in diesem Ausmaß stellt nicht nur einen erheblichen Eingriff in die Nutzung der landwirtschaftlichen Flächen dar, auch würde die Lebensmittelproduktion, der Nahrungsmittelpreis und die allgemeine Artenvielfalt darunter leiden.



**Bild 1:** Mikroalgenzellen unter dem Mikroskop [2]

Die Kultivierung von Mikroalgen als Energiepflanzen kann hier Abhilfe schaffen. Der wesentliche Vorteil von Algen liegt darin, dass keine landwirtschaftliche Fläche für ihre Kultivierung benötigt wird. Somit steht die Kultivie-

Algen nicht in Konkurrenz mit der Lebensmittelindustrie und beeinträchtigt damit auch nicht die landwirtschaftliche Artenvielfalt. Ein weiterer Aspekt ist die Produktionsausbeute, welche bei Algen wesentlich höher als bei landwirtschaftlichen Energiepflanzen ist. Aus Tabelle 1 wird ersichtlich, dass der Ertrag der Algen, bezogen auf Fläche (Hektar) und Jahr, den von gängigen Energiepflanzen bei weitem übersteigt.

**Tabelle 1:** Ertragsvergleich von Energiepflanzen [3]

	<b>Trockenbiomasse</b> $\left[ \frac{t}{ha * a} \right]$	<b>Öl</b> $\left[ \frac{l}{ha * a} \right]$	<b>CO<sub>2</sub> Fixierung</b> $\left[ \frac{t}{ha * a} \right]$
<b>Mais</b>	7 - 18	0,2	
<b>Raps</b>	3 - 4	1,2	6,7
<b>Ölpalme</b>	2 - 3	6	
<b>Mikroalgen</b>	30 - 550	46,9 - 140,7	400

Abhängig vom Standort und Art der Mikroalge schwankt die Menge der Trockenbiomasse. In Europa liegt der Jahresdurchschnitt an Trockenbiomasse aber bei rund 120 t Biomasse pro Hektar und Jahr. Die daraus produzierte Menge an Öl übersteigt dabei wesentlich die von alternativen Landpflanzen. [3]

Wird die Kultivierung von Mikroalgen kontrolliert durchgeführt, können Algen vielfältig verwendet werden. Aufgrund ihrer Eigenschaften eignen sie sich dabei nicht ausschließlich zur Gewinnung von Biomasse bzw. Öl. Bekannte Anwendungsbereiche sind beispielsweise: [4]

- Algenmasse als Futtermittel- oder Nahrungsmittelzusätze
- Öl aus Algenmasse zur Gewinnung von Biotreibstoffen
- Fermentierung von Algen zur Gewinnung von Ethanol als Treibstoff oder Treibstoffzusatz
- Vergärung von Algenmasse zu Biogas
- Energiereiche Gase oder Ethanol aus dem Stoffwechsel gezüchteter oder genmanipulierter Algen
- Abwasseraufbereitung, CO<sub>2</sub> Reduzierung von Kraftwerken

In dieser Arbeit wird die Ölproduktion aus Mikroalgen näher betrachtet. Hierzu sollen die physikalischen Eigenschaften und Grenzen der Mikroalgen im Vergleich zu anderen Technologien der Energiewende gezeigt werden. Zur Veranschaulichung sollen dabei auch Beispiele aus dem Alltag dienen.

Auf weitere, zuvor erwähnte Einsatzmöglichkeiten wird nicht explizit eingegangen.

## 2 Mikroalgen

Algen, wie in Bild 1 gezeigt, sind die Urelbewesen, die das Leben auf der Erde ermöglichten. Wie viele Landpflanzen wandeln sie unter Einfluss von Sonnenlicht Kohlenstoffdi-

oxid (CO<sub>2</sub>) und Nährstoffe wie Stickstoff (N<sub>2</sub>) und Phosphor in Sauerstoff um. So machten sie die Erde überhaupt erst bewohnbar.

Für den Einsatz als Energiepflanze ist von Interesse, dass sie neue, energiereiche Kohlenstoffverbindungen schaffen. Die explizite Erforschung von Mikroalgen als Nutzpflanze begann im Zweiten Weltkrieg. [5] Als Deutschland seine afrikanischen Kolonien verlor wurde die Achsenmacht mit einer Kraftstoffknappheit konfrontiert, welche es zu lösen galt. Schon damals wurde im Labor nachgewiesen, dass Mikroalgen zur Treibstoffproduktion verwendet werden können.

Heute sind etwa 30.000 Algenarten bekannt von denen jedoch nur ca. zehn wirtschaftlich genutzt werden. Ein Großteil der momentan produzierten Algen wird jedoch nicht als Energieträger verwendet, sondern in der Nahrungsmittel- und Pharmaindustrie genutzt.

### 2.1 Kultivierung

Mikroalgen können aufgrund ihrer einzelligen Struktur eine wesentlich effizientere Photosynthese betreiben als Landpflanzen. Ihre Biomasseproduktivität ist fünf- bis zehnmal höher als die von Landpflanzen – bestimmte Algenarten können ihre Masse durch Zellteilung sogar täglich verdoppeln. [6]

Der Lebensraum von Algen beschränkt sich dabei nicht auf Süß- oder Salzwasser, gewisse Arten gedeihen auch in industriellen Abwässern. Eine Kultivierung ist also prinzipiell in jedem Gewässer möglich, kann aber durch den Einsatz von Bioreaktoren verbessert werden. [4]

Für die industrielle Zucht von Mikroalgen wird sowohl der Einsatz offener Systeme, den sogenannten Open Ponds, als auch die Verwendung diverser geschlossener Bioreaktoren untersucht und entwickelt. Die Vorteile und Nachteile der entsprechenden Verfahren gehen aus Tabelle 2 hervor.

**Tabelle 2:** Vergleich von offenen- und geschlossenen Produktionssystemen [7]

	<b>offene Produktionssysteme</b>	<b>geschlossene Photobioreaktorsysteme</b>
<b>Verkeimungsgefahr</b>	Extrem hoch	gering
<b>Platzverbrauch</b>	hoch	gering
<b>Wasserverlust</b>	Extrem hoch	fast keiner
<b>CO<sub>2</sub> Verlust</b>	hoch	fast keiner
<b>Qualität der Biomasse</b>	nicht beeinflussbar	beeinflussbar
<b>Energieeffizienz</b>	gering	hoch
<b>Investitionskosten</b>	gering	mittel
<b>Produktivität [g/l/d]</b>	0,8 - 1	0,8 - 1,3

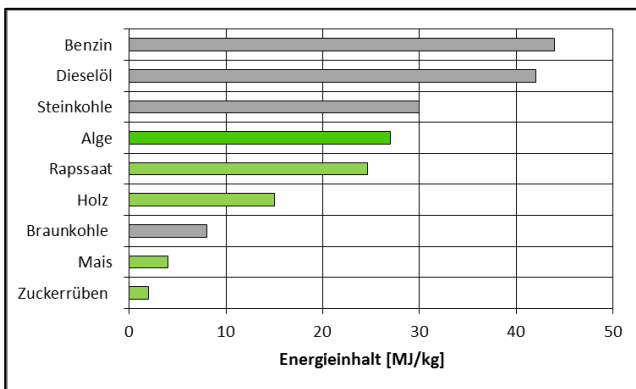
Die entscheidenden Vorteile eines geschlossenen Reaktors sind eine bis zu 30% höhere Produktivität und somit ein größerer Ertrag an Biomasse. Durch ein geschlossenes System wird der Wasserverlust durch Verdampfen auf ein Minimum reduziert, welches wiederum die Energieeffizienz steigert. Ebenfalls ist ein Schutz des empfindlichen Biosystems vor Keimen und Fremdstoffe durch andere Or-

ganismen gewährleistet, was die Qualität der Biomasse steigert.

Dagegen stehen die wesentlich höheren Betriebs- und Herstellungskosten, im Vergleich zu Open Ponds, welche sich aber durch einen geringeren Platzbedarf wieder kompensieren. [7]

## 2.2 Energiegehalt

Der Brennwert von einem Kilogramm trockener Biomasse aus Algen beträgt - je nach Quelle oder Studie - circa 23-27 Megajoule und reiht sich damit vom Energiegehalt in der Größenordnung unterhalb fossiler Energieträger ein. Mais, als Beispiel einer landwirtschaftlichen Energiepflanze, erreicht nur ca. ein Sechstel des Energiegehalts. [5] In Bild 2 wird beispielhaft der Energiegehalt fossiler Treibstoffe mit diversen regenerativen Energieträgern und Algen gegenübergestellt. Die Abbildung zeigt den Energiegehalt der jeweiligen Trockenmasse.



**Bild 2:** Vergleich Algenbiomasse mit fossilen und regenerativen Energieträgern (verändert nach [8], [9], [10])

## 3 Begrenzende Faktoren

Im Folgenden werden anhand von Kennwerten und Beispielen die physikalischen Grenzen von Algen als Energieträger rechnerisch untersucht und Vergleiche zu bekannten Technologien gezogen.

### 3.1 Natürliche Grenzen

Für die Betrachtung der Grenzen müssen die begrenzenden Faktoren der Algenproduktion ermittelt werden.

Wie bei Landpflanzen ist auch bei Mikroalgen Sonnenlicht die Quelle ihres Wachstums. „Im Mittel liegt in Deutschland die jährliche Sonneneinstrahlung bei rund 1000 kWh. Die theoretisch erreichbare Effizienz der Photosynthese in Bezug auf die eingestrahelte Sonnenenergie liegt hier bei maximal 11 %. (...) Unter diesen Bedingungen ergibt sich in Deutschland [bei einer Kultivierung in einem Open Pond] ein maximaler jährlicher Zuwachs an Algenbiomasse von rund 100 Gramm pro Quadratmeter und Tag (in der Sahara wäre dieser Wert etwa doppelt so groß).“ [5] Realistische Wachstumswerte die Mikroalgen heutzutage erreichen liegen noch weit von diesem theoretischen Ma-

ximum entfernt. Das durchschnittliche Wachstum pro Jahr beträgt ca. 15-20 Gramm pro Quadratmeter und Tag. [5] Ebenso begrenzt der natürliche Lipidgehalt<sup>1</sup> einer Alge die produzierbare Menge Öl. Der maximal bestimmte Anteil Lipide in einer Alge liegt bei 70%, im Durchschnitt muss aber mit ca. 33% extrahierbarem Öl pro Algenmasse gerechnet werden. Der Hauptgründe dafür ist, dass der Lipidgehalt einer Mikroalge und ihr Wachstum negativ korreliert sind. [5]

#### Allgemeine Kennzahlen zu Algen [5] [11]:

- Biomassezuwachs: 20 g/m<sup>2</sup> pro Tag
- Max. Biomassezuwachs: 100 g/m<sup>2</sup> pro Tag
- Energiegehalt: 27 MJ/kg
- Durchschnittlicher Ölgehalt: 33%
- Dichte von Öl: 0,83 kg/l
- Brennwert von Öl: 10 kWh/l
- Produktionstage pro Jahr: 300 Tage

**Bild 3:** Grundlagen und Kennzahlen für die weitere Berechnung von Algen

### 3.2 Theoretische Grenzen im Vergleich

Um die Algen mit anderen Technologien der Energiewende vergleichen zu können wird für einige Technologien die verfügbare brutto Leistung pro Fläche berechnet. Wandlungsverluste die bei der Herstellung von Strom oder Öl entstehen werden außen vor gelassen. Ermittelt werden die theoretischen Grenzen der nutzbaren Energie pro Fläche.

Aus den Kennzahlen der Algen berechnet sich mit dem täglichen Zuwachs, dem Ölgehalt und dem Brennwert von Öl die gebundene Energie (in Öl) pro Fläche. Geht man von dem derzeit realistischen Wachstum von 20 g/m<sup>2</sup> pro Tag aus ergibt sich daraus eine gebundene Leistung von 3,3 W/m<sup>2</sup>.

Zum Vergleich mit einer Energiepflanze die als Endprodukt ebenfalls Öl liefert wird Raps herangezogen. Der Öl-Ertrag von Raps liegt bei 1.200 l/ha [11] woraus sich ein Energiegehalt von 0,12 W/m<sup>2</sup> errechnet.

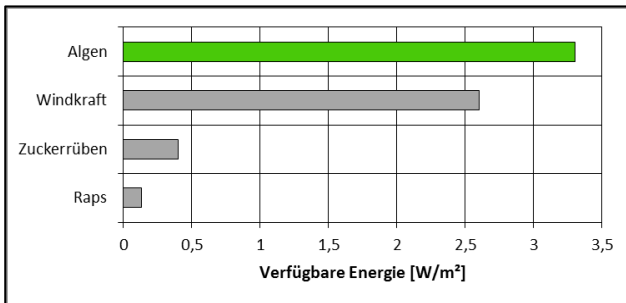
Um zum Vergleich eine Energiepflanze mit hoher Energiedichte herzunehmen wird eine äquivalente Rechnung für Zuckerrüben gemacht. Weil aus Rüben üblicherweise Ethanol und kein Öl hergestellt wird, ist die Energie entsprechend in Bioethanol gebunden. Der Bioethanolertrag von Zuckerrüben liegt bei 5700 l/ha, mit einem Brennwert von 6 kWh/l ergibt sich dabei eine Leistung von 0,4 W/m<sup>2</sup>. [12]

Schaut man sich die Werte in Bild 4 an, ist festzustellen das Algen, bezogen auf die Anbaufläche wesentlich mehr Leistung binden als Landpflanzen. Um einen Vergleich aus einem anderen Gebiet der regenerativen Energiequellen herzunehmen wird zusätzlich die verfügbare Energie bei Windkraft untersucht.

<sup>1</sup> Lipid: Fett oder fettähnliche Substanz



Berechnet man mit der mittleren Windgeschwindigkeit in Deutschland von 6 m/s, dem Durchmesser von 54 m und dem Betzchen Gesetz die durchschnittliche kinetische Windleistung am Rotor einer 1 MW Windturbine, erhält man die Jahresdurchschnittsleistung von ca. 190 kW. Unter Berücksichtigung des minimalen Abstands von Windturbinen, der ein Fünffaches des Rotordurchmessers beträgt, kann dem Wind theoretisch 2,6 W/m<sup>2</sup> entzogen werden. Aus der umgestellten Formel ist ersichtlich, dass der Durchmesser sowohl bei der Windfläche, wie auch bei der Landfläche quadratisch einfließt. Der Durchmesser kürzt sich im Endeffekt als aus der Formel und der errechnete Wert ist damit von der Turbinengröße unabhängig.



**Bild 4:** Verfügbare Energie pro Fläche im Vergleich

Wie sich zeigt ist die potentiell gewinnbare Leistung pro Fläche bei Algen größer als die bei Energiepflanzen und vom Betrag her mit Windenergie vergleichbar.

Zu berücksichtigen bleibt, dass bei einer Algenzucht die Landfläche komplett benötigt wird. Eine Windkraftanlage hingegen kann beispielsweise auf einem anderweitig genutzten Feld gebaut werden.

## 4 Algenöl

Wie oben dargestellt gibt es Branchen die in absehbarer Zukunft weiterhin auf Energieträger mit hoher Energiedichte angewiesen sein werden. Beispielsweise haben Unternehmen der Luftfahrt und Rohölindustrie ein ausgeprägtes Interesse daran Treibstoffe auf Algenbasis zu entwickeln. Momentan reichen die Kapazitäten einer Algenzucht nicht aus um beispielsweise Linienflugzeuge mit Algentreibstoff zu betreiben, deshalb wird die praktische Umsetzung von Treibstoffkonzepten auch an kleineren Abnehmern in Betracht gezogen. Der Betrieb von PKW mit Treibstoffen auf Algenbasis ist eines dieser Projekte.

### 4.1 Urbane Ölgewinnung

Ein aktuelles Projekt zur Urbanen Energieträgerproduktion befindet sich in Hamburg-Wilhelmsburg. Das in Bild 6 gezeigte BIQ-Algenhaus wurde Anfang 2013 fertiggestellt und besitzt eine einzigartige Bioreaktorfassade die wesentlich zur Energieversorgung des Hauses beiträgt. Die Fassade aus Bioreaktoren zur Kultivierung von Mikroalgen liefert neben Biomasse auch Wärme und Methan welche zur Heizung und Warmwassergewinnung beitragen. [13] Die Daten der Reaktorfassade werden in Bild 5 aufgelistet.

Weiterhin kann mit den Reaktoren eine intelligente Beschattung, Lichtsteuerung und Lärmschutz realisiert werden.

#### Die Daten des BIQ-Algenhauses:

- 200 m<sup>2</sup> Algenfassade
- Durchschnittliche Trockenmasse von 15 g/m<sup>2</sup> pro Tag
- 48% der auftreffenden Sonnenenergie werden in nutzbare Energie gewandelt
- 5-8% des eingestrahlenen Lichtes wird direkt in Biomasse gewandelt

**Bild 5:** Die Daten des BIQ-Algenhauses

Bei einer Produktionszeit von 300 Tagen pro Jahr wird mit der gesamten Fassade eine Trockenbiomasse 900 kg pro Jahr produziert. Geht man von dem oben genannten Energiegehalt von 27 MJ pro Kilogramm aus, lässt sich aus der Trockenmasse pro Jahr eine Energie von 24,3 GJ bzw. 6.142 kWh erzeugen.

Der Hersteller gibt den Nettoenergiegewinn der Biomasse in der Reaktorfassade, nach Abzug der „Verlust Energie“ [13], mit 4.725 kWh pro Jahr an. Vergleicht man dies mit dem Jahres-Stromverbrauch in Deutschland, deckt sich der Energiegewinn mit dem Verbrauch eines 4 Personen Haushaltes. Dieser ist laut [14] mit 4750 kWh angegeben.



**Bild 6:** Bioreaktorfassade des BIQ-Algenhaus in Hamburg-Wilhelmsburg [15]

Um auf die Ölproduktion zurück zu kommen wird die produzierbare Menge an Algenöl errechnet. Nutzt man die gesamte Algentrockenmasse von 900 kg lassen sich daraus 361 Liter Öl pro Jahr produzieren. Geht man weiter von einem Auto mit einem Verbrauch von durchschnittlich fünf Liter auf 100 km aus, errechnet sich eine jährliche Laufleistung von etwa 7200 km. Bei einer durchschnittlichen Laufleistung in Deutschland von 20.000 km pro Auto pro Jahr [12] lässt sich mit der Fassade folglich ein starkes Drittel des Spritverbrauches eines PKWs produzieren.

Zukunftsweisende Projekte spinnen diesen Gedanken noch weiter. Mikroalgenanlagen mit einer Grundfläche von vier auf zwei Meter könnten beispielsweise auf einem Gara-

gendach oder Carport montiert werden. Vorgesehen ist dadurch eine CO<sub>2</sub> neutrale und energieunabhängige Spritversorgung eines Kleinwagens für den innerstädtischen Betrieb zu realisieren. Die geschlossenen Reaktoren erzeugen laut Hersteller pro Jahr 300 Liter Biodiesel für eine Laufleistung von 10.000 km. [16]

#### 4.2 Industrielle Ölgewinnung

Einige Startups beschäftigen sich damit im industriellen Maßstab Algenöl zu produzieren. Zwei Beispiele dafür sind folgende Firmen [17]:

- **Solazyme**

Besitzt mehrere Versuchsanlagen mit Bioreaktoren in den USA und bauen eine große Algenfarm in Brasilien. Der Produktionsbeginn für die Algenfarm war bereits 2013, 2016 soll die endgültige Produktivität von 300.000 Tonnen Öl pro Jahr erreicht werden. Zum Verkauf wird der Algensprit von Solazyme seit November 2012 mit 80 % Diesel gemischt.

- **Sapphire Energy**

2015 sollen die texanischen Algenfarmen nach dem Open Pond Prinzip 5 Millionen Liter Öl produzieren, 2018 dann im Endausbau ca. 16 Millionen Liter pro Jahr. Die enormen Ausmaße der Anlage von ca. 220.000 m<sup>2</sup> werden in Bild 5 dargestellt.



**Bild 5:** Rendering der sich im Bau befindenden Green Crude Farm von Sapphire Energy [18]

Nach aktuellen Hochrechnungen muss davon ausgegangen werden, dass die Algenzuchten weder Kosten- noch Energieeffizient arbeiten. [5] Um die Kosten zu decken werden die Unternehmen von Wirtschaftsinstitutionen und Privat Investoren finanziell unterstützt. [17]

Den Homepages und Werbevideos der Firmen ist zu entnehmen, dass der Kundenkreis sich hauptsächlich noch im Pharma- und Lebensmittelbereich oder dem Militär befindet. Die Militärs benötigen den Sprit hauptsächlich um Kompatibilitätsversuche mit militärischen Fahrzeugen durchzuführen. [19]

#### 4.3 Anwendung: Flugzeugtreibstoff

An Alternativen zu fossilen Treibstoffen ist unter anderem auch die Luft- und Raumfahrtindustrie interessiert. Insbesondere der Militärische Sektor hat schon längst die verstärkte Aufmerksamkeit auf Biokerosin aus Algen gelegt. In Berlin stellte EADS 2010 auf einer Luftfahrtaustellung ein Flugzeug vor, das mit reinem Algenbiotreibstoff flog. Testflüge zeigten, dass der Energiegehalt des Biokerosins höher ist als bei konventionellem Treibstoff, der Verbrauch war um 1,5 Liter pro Stunde geringer als bei herkömmlichem Treibstoff. Zusätzlich zeigten Abgasmessungen eine bis zu acht Mal geringere Konzentration an ungebrauchten Kohlwasserstoffen, sowie einen geringeren Stickstoff- und Schwefelgehalt im Vergleich zu fossilen Brennstoffen. [20]

Aus den bereits gewonnen Erkenntnissen stellt sich die Frage wie viele Algen notwendig wären um damit kommerziell fliegen zu können. Als Beispiel aus der kommerziellen Luftfahrt wird dazu ein Transatlantikflug von Frankfurt nach New York hergenommen:

Die Entfernung zwischen New York und Frankfurt beträgt 6.200 km. [21] Eine Boeing 747 benötigt etwa 150 kWh pro Kilometer. [12] Bei einem One-Way Flug auf der oben genannten Route ergibt sich ein gesamter Energieaufwand von 930 MWh.

Aus den Kennzahlen der Algen ist dazu eine Biomasse von etwa 125.000 kg nötig. Liefert eine Mikroalgenanlage 20 g Algenmasse pro Tag und Quadratmeter sind 6 kg pro Jahr und Quadratmeter erreichbar. Um Treibstoff für einen Flug von Frankfurt nach New York zu produzieren muss folglich eine Fläche von 2,1 ha ein Jahr lang mit Algen kultiviert werden. Bildlich ausgedrückt ist das eine Quadratische Fläche mit einer Kantenlänge 145 m.

Berücksichtigt man, dass dies nur eine von vielen täglichen Atlantiküberquerungen ist, wird erkennbar, dass in nächster Zeit keine reine Biotreibstoff Lösung für die Luftfahrt zu erreichen ist. Beispielsweise können aber durch Beimischung von biologischen Treibstoffen fossile Energieträger geschont werden und der netto CO<sub>2</sub> Ausstoß reduziert werden.

## 5 Herausforderungen

Zuerst muss an dieser Stelle erwähnt werden, dass die Mikroalgen immer noch erforscht werden und die Entwicklung stetig vorangetrieben wird. Mit besseren Eigenschaften und neueren Ergebnissen muss deshalb in den nächsten Jahren gerechnet werden.

Die größte Herausforderung bei der Verwendung von Algen ist der hohe Energieaufwand im Produktionsprozess. In [5] beispielsweise setzt sich der Autor mit der Energiebilanz von Algen auseinander und überschlägt dabei für die Produktion von einem Kilogramm Mikroalgenmasse einen Energieaufwand von 34 bis 42 MJ. Demgegenüber steht der Energiegehalt von 27 MJ/kg Algenmasse, was eine deutlich negative Energiebilanz ist. Der notwendige

Aufwand zur Erzeugung des Algenöles und anfallende Transportkosten sind dabei gar nicht berücksichtigt. Der Grund für eine derart schlechte Energiebilanz ist hauptsächlich der Mangel an effektiver Prozesstechnik für die entsprechenden Aufgaben. Die heute verwendeten Techniken zur Kultivierung und Verarbeitung von Algen stammen beispielsweise aus der Pharma- und Lebensmittelindustrie, welche das Augenmerk auf dem Preis und nicht der Energiebilanz hat. [5]

Laut [4] lässt sich eine Tonne Algenmasse für rund 1000 US Dollar herstellen. Mit dem durchschnittlichen Lipidenanteil von Mikroalgen lassen sich daraus ca. 300 Liter Öl gewinnen. Werden noch Verfahren zur Ölgewinnung berücksichtigt, resultiert daraus ein Preis von 3-9 \$/Liter. [4]

Für eine rentable Produktion von Algenöl müsste somit der aktuelle Erdölpreis um das Dreifache steigen.

Unklar ist derzeit noch, in wie weit das Wasser in den Ponds bzw. den Reaktoren nach dem Ernten der Algen wiederverwendet werden kann und welcher Aufwand hinter dem Aufbereiten des Wassers steckt. Genaue Zahlen für den tatsächlichen Wasserverbrauch von Bioreaktoren liegen noch nicht vor, was durch eine Anfrage an einen Hersteller in Hamburg bestätigt wird. Bei Open Ponds ist die natürliche Verdunstung die einzige bekannte Größe, welche sich auf 3-10 mm Flüssigkeit pro Tag beläuft. [5]

## 6 Fazit und Ausblick

Was in den USA der Mais und in Brasilien das Zuckerrohr ist, könnte in Europa die Algen werden. Die Rede ist von schnellwachsenden Pflanzen die durch Photosynthese Biomasse produzieren, welche für die Produktion von Biosprit geeignet ist.

In den Mikroalgen steckt viel Potential für die Produktion für Biodiesel und ist umso attraktiver, wenn die nutzbare landwirtschaftlich nutzbare Fläche klein ist. Dies ist beispielsweise in Europa und auch Deutschland der Fall. Mikroalgen können ihre Biomasse pro Tag verdoppeln, im Bezug zu Landpflanzen weisen sie damit eine bis zu 10fache höhere Umwandlung von Sonnenenergie in Biomasse auf. Das schnelle Wachstum und der Aspekt das die Mikroalgen keine landwirtschaftliche nutzbare Fläche für die Aufzucht benötigen, machen die Forschung und Entwicklung sehr interessant. Aktuell werden von den 30.000 bekannten Algenarten nur etwa zehn wissenschaftlich genutzt. Hier liegt ein noch wenig genutztes Forschungs- und Zuchtpotential.

Landpflanzen wie Mais, Raps oder Sojabohnen liefern aktuell beträchtliche Mengen an Biomasse, lassen sich aber nur einmal je Saison ernten. Algen hingegen wachsen kontinuierlich und Jahreszeiten unabhängig. Auch benötigen sie für das Wachstum im Prinzip nur Wasser, Sonnenlicht und CO<sub>2</sub>, welches sich direkt von Kraftwerken abnehmen lässt. Der Vergleich in Bild 2 zeigt auf, dass es außer Raps keine anderen Landpflanzen gibt, die gemessen am Ener-

giegehalt pro Kilogramm an die Mikroalgen herankommt. Auch beim Energiegehalt bezogen auf die Anbaufläche welche in Bild 4 gezeigt wird, übertrifft die Mikroalge alle Landpflanzen und sogar die der Windkraftanlagen. Zusammengefasst ist aus den Abbildungen zu erkennen, dass Raps zwar einen hohen Brennwert hat aber wenn die dafür benötigte Anbaufläche mit in Betracht gezogen wird er schlecht abschneidet.

Ein weiterer Vorteil des Mikroalgenöls liegt im geringeren CO<sub>2</sub>-Fußabdruck. Hier sind Einsparungen bis zu 75 Prozent gegenüber Biodiesel aus Sojabohnen und sogar bis zu 95 Prozent gegenüber fossilen Energieträgern möglich. [17]

Unter realistischen Betrachtungen könnte mit einer Algenanbaufläche die der Größe des Bundeslandes Niedersachsen hat, der 2011 weltweit produzierten Biotreibstoff von 1,9 Millionen Liter [22] ersetzt werden.

Mit einer Anbaufläche der Bundesrepublik Deutschland (360.000 km<sup>2</sup>) könnten 17 % des weltweiten jährlichen Ölbedarfes von 2012 mit 3.880 Milliarden Liter [23] durch Algentreibstoff ersetzt werden.

Mit einfachen Mitteln lässt sich die Energiebilanz der Mikroalgen verbessern. Dazu muss untersucht werden wie die entölte Algenmasse weiter verwendet werden kann zum Beispiel als Tierfutter, Düngemittel oder zur weiteren Nutzung in einer Biogasanlage. Auch kann die nicht für die Photosynthese benötigte Sonnenwärme aus Bioreaktoren entnommen und für andere Zwecke verwendet werden. Aktueller Forschungsaufwand liegt auf dem steigern des Ölgehaltes in der Algenmasse. Das Ziel ist es einen Lipidgehalt von 50% zu erreichen. Allerdings hängt der Ölgehalt antivalent mit dem Wachstum der Algen zusammen, was die hier zu lösende Herausforderung ist.

Eine Bewältigung der oben genannten Herausforderungen würde dazu beitragen den noch nicht wirtschaftlichen Algentreibstoffpreis zu senken und die Energiebilanz zu verbessern. Erst wenn die Preise für Algen-Kraftstoff günstiger wie Benzin, Diesel oder anderen Biokraftstoffe werden, ist dieser konkurrenzfähig. Sollte der Ölpreis die aktuelle Preissteigerung beibehalten, ist dieses Ziel in nicht mehr allzu langer Zeit erreicht. Forscher und Experten gehen davon aus, das es noch weitere 20 – 30 Jahre benötigt bis aus dem Nischenprodukt Mikroalgen ein kommerziell genutzter Rohstoff wird. [1]

## 7 Literaturverzeichnis

- [1] J. Kailer und W. Buckermann, „Biokraftstoffe der dritten Generation - die Zukunft einer nachhaltigen Kraftstoffversorgung?“, *Erdöl, Erdgas, Kohle*, pp. 60 - 66, 2012, Heft2.
- [2] M. Ellersdorfer, „bhm-online.at“, 04 April 2013. [Online]. Available: <http://bhm-online.at/olproduktion-aus-mikroalgen/>. [Zugriff am 27 November 2013].
- [3] C. Griehl und et al., „SSC Hamburg - Produkte und Anwendungen der Mikroalgenbiotechnologie“, 2013. [Online]. Available: <http://www.ssc-hamburg.de/studie.pdf>. [Zugriff am 20 11 2013].
- [4] P. T. Pienkos, E. Jarvis und A. Darzins, „Green Gold - Algae could make the perfect renewable energy“, *IEEE Spectrum*, pp. 30-35, November 2010.
- [5] G. Klöck, „Biodiesel aus Mikroalgen“, *Energy 2.0*, pp. 53-55, Juli 2009.
- [6] Fraunhofer Institut für Grenzflächen- und Bioverfahrenstechnik, IGB, „Algen - Nachhaltige Rohstoffquelle für Wertstoffe und Energie“, Fraunhofer IGB, 70569 Stuttgart, Nobelstraße 12.
- [7] O. Pulz, „Photobioreactors: production systems for phototrophic microorganisms“, in *Applied Microbiology and Biotechnology*, Springer Link 2001, pp. 287 - 293.
- [8] Uwe Bauer, EON Hanse AG, „Pilotprojekt Mikroalgen“, in *Möglichkeiten der biologischen Verwertung von CO<sub>2</sub> aus Kraftwerksabgasen*, 2009.
- [9] Heizung-direkt, „Angaben zu Brennwerten, Energiegehalt und Brennstoffen“, [heizung-direkt.de](http://www.heizung-direkt.de), [Online]. Available: <http://www.heizung-direkt.de/UEBERSHO/brennwert.htm>. [Zugriff am 05 12 2013].
- [10] FDDb, „Food Data Base“, [Online]. Available: <http://fddb.info/>. [Zugriff am 05 12 2013].
- [11] P. D. C. Holler, „Nachhaltige Energieerzeugung - Skript - Sommer Semester 2011“, Hochschule Esslingen, Esslingen, 2011.
- [12] C. Holler, „Nachhaltige Energieerzeugung - Skript - Sommer Semester 2011“, Hochschule Esslingen, Esslingen, 2011.
- [13] M. Kerner, „SSC Strategic Science Consult GmbH“, 2013. [Online]. Available: <http://www.ssc-hamburg.de/Bioreaktorfassade.pdf>. [Zugriff am 29 11 2013].
- [14] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „BDEW - Energie, Wasser, Leben“, 2010. [Online]. Available: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_20100927\\_Energieverbrauch\\_im\\_Haushalt/\\$file/Energie-Info%20Energieverbrauch%20in%20Haushalten%202009.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20100927_Energieverbrauch_im_Haushalt/$file/Energie-Info%20Energieverbrauch%20in%20Haushalten%202009.pdf). [Zugriff am 03 12 2013].
- [15] BiQ, „BiQ - Das Algenhaus“, [Online]. Available: [http://www.biq-wilhelmsburg.de/uploads/tx\\_templavoila/maintenance-r-fassade.jpg](http://www.biq-wilhelmsburg.de/uploads/tx_templavoila/maintenance-r-fassade.jpg). [Zugriff am 30 10 2013].
- [16] M. Schagerl, „Eoos.com“, 2008. [Online]. Available: <http://www.eoos.com/cms/fileadmin/medienpool/Algenkraftwerk/Datenblatt%20Plant%201.pdf>. [Zugriff am 30 10 2013].
- [17] B. Reuter, „Wirtschaftswoche Green“, 21 01 2013. [Online]. Available: <http://green.wiwo.de/innovation-algensprit-kommt-an-die-tankstellen/>. [Zugriff am 05 12 2013].
- [18] M. Adwell, „The9Billion“, 17 01 2013. [Online]. Available: <http://www.the9billion.com/2013/01/17/algae-farm-aims-for-10000-barrels-a-day/>. [Zugriff am 05 12 2013].
- [19] Solazyme, „Solazyme“, [Online]. Available: <http://solazyme.com/>. [Zugriff am 05 Dezember 2013].
- [20] Gregor von Kursell, EADS, „EADS.com“, 08 06 2010. [Online]. Available: [http://www.eads.com/eads/germany/de/presse/press\\_de\\_20100608\\_eads\\_iw\\_biofuel.html](http://www.eads.com/eads/germany/de/presse/press_de_20100608_eads_iw_biofuel.html). [Zugriff am 03 12 2013].
- [21] „luftlinie.org“, 23karat.de, [Online]. Available: <http://www.luftlinie.org/New-York/Frankfurt>. [Zugriff am 03 12 2013].
- [22] Eia, „Eia - U.S. Energy Information Administration“, 2011. [Online]. Available: <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=79&pid=79&aid=1&cid=ww,&syid=2007&eyid=2011&unit=TBPD>. [Zugriff am 04 12 2013].
- [23] Eia, „Eia - U.S. Energy Information Administration“, 2012. [Online]. Available: [http://www.eia.gov/forecasts/steo/report/global\\_oil.cfm](http://www.eia.gov/forecasts/steo/report/global_oil.cfm). [Zugriff am 04 12 2013].



# Unterschiedliche Ladetechnologien für Elektrofahrzeuge und deren Weg zur Standardisierung

## Different charging technologies for electric vehicles and the road to standardization

Philipp Horn, Tobias Bertram, HTWG Konstanz, Konstanz, Deutschland, phorn@htwg-konstanz.de, tobertra@htwg-konstanz.de

### Kurzfassung

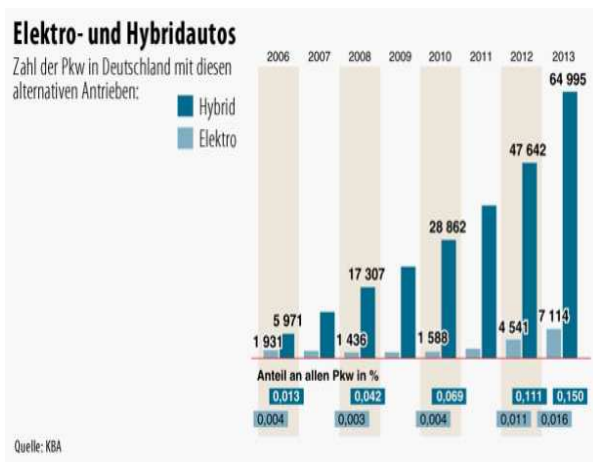
Aktuell wird eine Vielzahl von Ladetechnologien für Elektrotankstellen verwendet. Automobilhersteller haben somit eine große Auswahl, ihre Fahrzeuge mit unterschiedlichen Verfahren zu laden. Dieses Paper gibt einen Überblick verschiedener Ladetechnologien im Hinblick auf ihre Effektivität und Effizienz. Demzufolge ist eine Standardisierung für die Ladung von Fahrzeugen unumgänglich, um eine flächendeckende Ladeinfrastruktur für Elektromobilität zu schaffen.

### Abstract

Currently, a variety of charging technologies for electric charging stations is used. Automobile manufacturers thus have to load their vehicles with a variety of different methods. This paper provides an overview of various charging technologies in terms of their effectiveness and efficiency. Therefore, standardization is essential for the loading of vehicles to create a nationwide charging infrastructure for electric mobility.

## 1. Einleitung

Die Bundesregierung der BRD hat sich als Ziel gesetzt, dass bis zum Jahre 2020 eine Millionen Elektrofahrzeuge auf deutschen Straßen bewegt werden.[1]



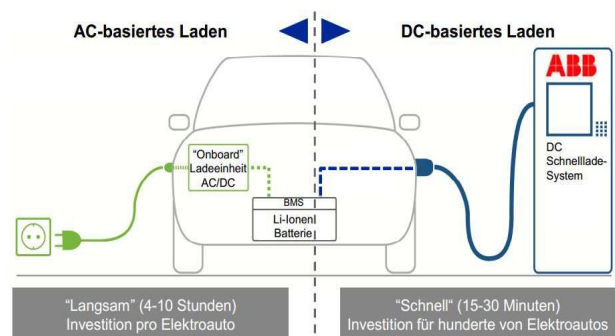
**Bild 1** Vergleich Elektro- und Hybridauto[2]

Die Grafik zeigt deutlich, dass man von diesem Ziel noch weit entfernt ist. Ein großer Bereich bei der Realisierung des gewünschten Ziels, ist die Ladetechnologie. In der Industrie gibt es viele verschiedene Ansätze für die Realisierung.

Die Realisierungen unterscheiden sich vor allem darin, dass das eine Teilegebiet auf einer AC Ladung basiert und der andere Teil auf einer DC Ladung.

Die AC-seitige Ladung ist ein Verfahren das sich eher für Ladevorgänge eignet, die über einen größeren Zeitraum andauern dürfen. Solch ein Ladevorgang kann bis zu 10 Stunden andauern. Es wird zusätzlich noch ein Konverter im Fahrzeug benötigt, der den Strom von AC auf DC transformiert. Mit der AC Ladung kann auch eine mögliche Rückspeisung in das Stromnetz realisiert werden. Die Technologie gliedert sich in zwei Anschlussstypen. Zum einen in 1-phasige und zum anderen in 3-phasige Leitungssysteme. [3]

Der wesentliche Unterschied der DC Ladung zur AC Ladung ist die Zeitersparnis und die Einsparung des im Fahrzeug integrierten AC/DC Konverters. Eine volle Aufladung der im Fahrzeug installierten Batterie kann um ein vielfaches schneller vollzogen werden. Bei einer Aufladzeit von nur 30 Minuten schafft man mit der DC Technologie eine Reichweite von ca. 100 bis 300 km. Mit der AC Technologie im Vergleich gerade mal 10 bis 50 km.[3]



**Bild 2** direkter Vergleich AC/DC [4]



Die Elektromobilität benötigt noch einige Standardisierungen und Normungen, denn es gibt aktuell z. B. eine Vielzahl unterschiedlicher Ladestecker auf dem Markt. Möchte man eine flächendeckende und einheitliche Energieversorgung für Elektrofahrzeuge gewährleisten, muss eine ähnliche Struktur geschaffen werden, wie bei einem Tankvorgang eines Fahrzeuges mit Verbrennungsmotor. Bei Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren ist gewährleistet, dass man das Fahrzeug alle 50 km ohne Problem mit dem Tankstutzen betanken kann. [4]

## 2. Elektrische Ladetechnologie im Vergleich mit dem Verbrennungsmotor

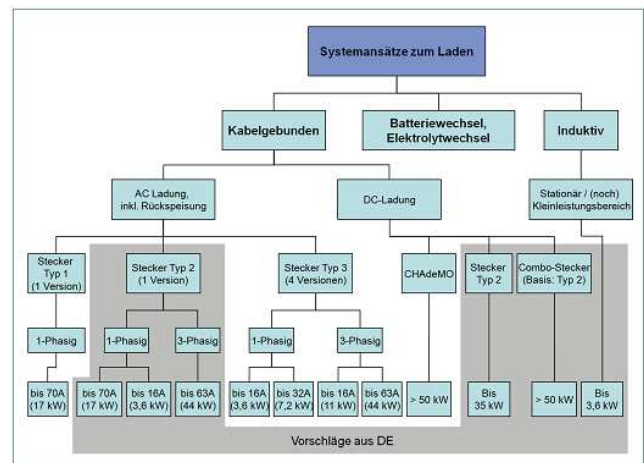
Als die ersten Verbrennungsmotoren konstruiert wurden, gab es Benzin und andere Treibstoffe, wie Petroleum, nur in Apotheken. Als erste „Tankstelle“ der Welt wird deshalb die Stadt-Apotheke in Wiesloch genannt, wo Bertha Benz bei ihrer Automobil-Überlandfahrt Anfang August 1888 von Mannheim nach Pforzheim, das Leichtbenzin Ligroin einkaufte. Ligroin diente damals in erster Linie der Reinigung von Kleidung (Waschbenzin). Das zur damaligen Zeit verkaufte Benzin wurde in beliebige Behälter abgefüllt, die den heutigen Sicherheitsvorschriften in keiner Weise entsprachen. Erst langsam etablierten sich die heute gültigen Normen wie beispielsweise die Technischen Regeln für brennbare Flüssigkeiten (TRbF). [5]

Um längere Distanzen zu überwinden und eine bessere Treibstoffverfügung für Fahrzeugbesitzer bereitzustellen entwickelte sich ab 1900 eine Tankstelleninfrastruktur, die bis heute eine wichtige Rolle für die Mobilität der Menschheit spielt. Für Trendforscher Lars Thomsen ist die Autoindustrie eine Pfanne voll Mais auf offener Flamme. Minutenlang passiert nichts – wenn aber das Öl eine Temperatur von 163 Grad erreicht, geht alles ganz fix: Der Mais wird sekundenschnell zu Popcorn. Die Automobilindustrie steht gerade vor so einer Wandlung, einem sogenannten Tipping-Point, denn "Bereits 2016 wird die Nachfrage nach Verbrennungsmotoren massiv zurückgehen", prophezeit Thomsen. [6]

Die Entwicklung des Verbrennungsmotors zeigt auch einen Trendwechsel zu Dieselfahrzeugen, die Spritspender sind. Dieselmotoren sind heutzutage sehr beliebt. Die Automobilindustrie hat 2005 sogar unterschiedliche Tankstutzen eingeführt, um Fahrzeughalter vor Falschbetankungen an Tankstellen zu schützen. Heutige Elektrofahrzeuge haben weit mehr Probleme als die Verbrenner, die überwunden und gelöst werden müssen. Zum einen die grundsätzlich unterschiedlichen Ladetechnologien, mit denen sie mit Strom versorgt werden können. Andererseits die Masse an verschiedenen Stecker-Typen für die Verbindung zwischen Fahrzeug und Ladestation. Bild 3 zeigt die heute gängigen Ladetechnologien, sowie die von Deutschland vorgeschlagenen Stecker-Varianten mit denen in Zukunft die Elektromobilität weiterentwickelt und aufgebaut werden soll. [7]

## 2.1 Aktuelle Ladeverfahren

Bild 3 veranschaulicht die Einteilung derzeitiger Batterieladeverfahren, die in Zukunft die Verbreitung der Elektromobilität beeinträchtigen. Die drei Hauptsystemansätze sind kabelgebunden, Batterie/Elektrolytwechsel und induktiv. Das resonante Induktionsladen (induktives Laden) ist in der deutschen Anwendungsregel (VDE-AR-E2122-4-2) beschrieben, die seit Mitte 2009 entwickelt wird und im März 2011 veröffentlicht wurde. Dort werden technische Eckdaten und Schutzziele beschrieben.



**Bild 3** Übersicht der verschiedenen Systemansätze zum Laden[7]

Auf internationaler Ebene wurde der Normungsprozess bei IEC Mitte 2010 angestoßen. Seit Ende 2010 gibt es auch eine SAE Task Force. Beide Gremien nutzen u.a. auch die erwähnte deutsche Anwendungsregel. Das resonante Induktionsladen wird in der deutschen Anwendungsregel als berührungsloses Laden ohne kinematische Verstellmechanismen beschrieben und ist auf hohe Ergonomie und Barrierefreiheit ausgelegt, da keinerlei mechanische Bedieneingriffe erforderlich sind. Die auftretenden Feldstärken sind so niedrig gehalten, dass selbst bei einer mehrstündigen Ganzkörperexposition keine der derzeit weltweit anerkannten Grenzwertempfehlungen überschritten werden oder eine gesundheitliche Beeinträchtigung für Lebewesen besteht. [7]

## 2.2 Ladestationen

### 2.2.1 AC-Ladestationen

Wechselstromladestationen nach IEC 61851-1 und -2 sind vergleichsweise einfach und kostengünstig. Sie können entweder als einphasige Ladestationen (Wechselstrom) oder als dreiphasige Ladestationen (Drehstrom) ausgelegt werden. Der Mehraufwand für die bei gleicher Stromstärke dreifach höhere Leistungsfähigkeit einer Ladestation mit Drehstromanschluss ist nur geringfügig, da die wesentlichen Kostenanteile durch den Netzanschluss und das Gehäuse bestimmt werden. [7]

## 2.2.2 DC-Ladestationen

Die Gestaltung der DC-Ladeinfrastruktur geht von einem eher zentralisierten Ansatz aus, der vorwiegend „beobachtetes“ Laden unterstellt, was für den Schutz der Stationen vor Vandalismus Vorteile bietet. Es werden auch sogenannte „DC-Wall-Boxen“ als private Premium- oder Flottenlösungen verfolgt, die kombiniertes AC- und DC-Laden anbieten können. Technisch gesehen können DC-Ladesysteme nach dem Regelungsverfahren in geregelte und unregelte sowie nach der verwendeten Schutztechnik in galvanisch getrennte und galvanisch gekoppelte System eingeordnet werden. Beim geregelten System stellt die DC-Ladestation exakt die zur Versorgung des Fahrzeugbordnetzes (und damit auch zum Laden der Batterie) notwendigen Spannungs- und Stromwerte nach den Sollwertvorgaben des Fahrzeugs ein. Im Gegensatz zu unregulierten Systemen, bei denen die DC-Ladestation eine feste Spannung zur Verfügung stellt, ist dabei keine zusätzliche Spannungswandlung innerhalb des Fahrzeugs notwendig. Es werden derzeit vorzugsweise galvanisch getrennte DC-Ladestationen angedacht. Damit wird eine Optimierung und technische Vereinfachung des Gesamtsystems aus Station und Fahrzeug erreicht. Ebenfalls werden nur geregelte Systeme verfolgt, um die Vorteile des DC-Ladens vollständig auszunutzen, die sich aus der Verlagerung des Ladegeräts aus dem Fahrzeug in die stationäre Infrastruktur ergeben. [7]

## 2.3 Standardisierte Verbindung zwischen Fahrzeug und Ladesystem

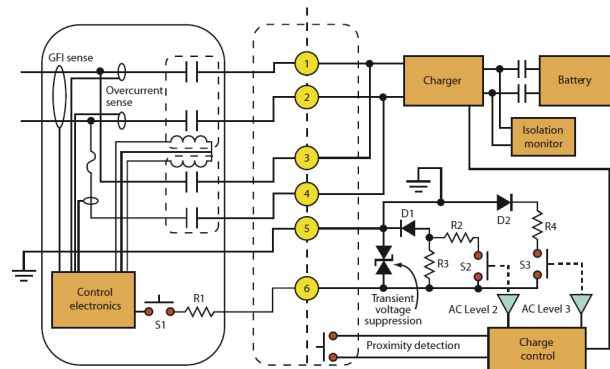
Das AC-basierte laden und dessen Einteilung in drei Betriebsarten ist in der Norm IEC 61851 für Europa und China standardisiert. Diese Norm wurde von dem amerikanischen SAE J1772 Standard abgeleitet. Inhaltlich sind beide Standards identisch, bis auf die AC-seitigen Spannungspotentiale, die sich in Europa und Asien von den amerikanischen unterscheiden. In Bezug auf die aktuelle Verbindung zwischen dem Fahrzeug und dem EVSE (Electric Vehicle Supply Equipment) sind in der Norm die funktionalen und Sicherheitsanforderungen definiert. Da es keine Vorschriften für die physikalische Bauform gibt, führt dies zu einer Vielzahl von Steckern und Buchsen. Für die Ladebetriebsarten 2-4 sind nach SAE J1772 folgende Anforderungen in Tabelle 1 definiert.

Contact #	Function	Size (mm)	Current rating (Amps)	Voltage rating	Dimension A(mm)	Dimension B(mm)
1	AC Power	4.6 diameter	40 A	300 vac	1.0	6.0
2	AC Power	4.6 diameter	40 A	300 vac	1.0	6.0
3	DC Power	15.0 x 8.0	400 A	600 vdc	2.0	6.0
4	DC Power	15.0 x 8.0	400 A	600 vdc	2.0	6.0
5	Equipment/chassis ground	8.0 diameter	Fault rated		1.0	6.0
6	Control pilot	3.1 diameter	15 A	60 vdc	1.0	5.0
7	Data negative	3.1 diameter	15 A	60 vdc	1.0	6.0
8	Data positive	3.1 diameter	15 A	60 vdc	1.0	6.0
9	Data ground	3.1 diameter	15 A	60 vdc	1.0	6.0

**Tabelle 1** Belegung des Steckers (SAE Standard J1772)[8]

Bild 4 zeigt das Schaltbild für die Verbindung zwischen Stecker und Buchse. Auf der linken Seite ist das EVSE zu sehen, dass über die SAE J1772 Verbindung das rechts

dargestellte Elektrofahrzeug mit dem EVSE kommunizieren kann. Eine der wichtigsten Sicherheitsfunktionen ist die „Control Pilot“-Funktion.

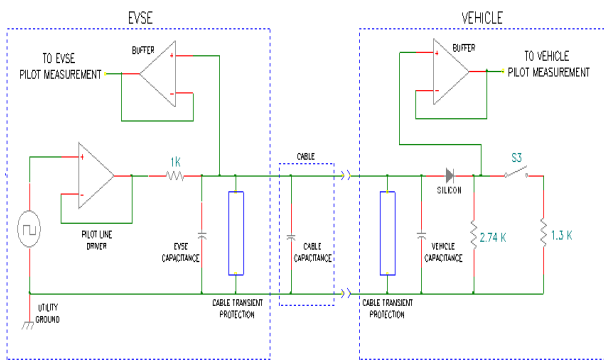


SAE Standard J1772 defines the functions of the interface between a charging station and an electric vehicle. The physical implementation is up to the manufacturers.

**Bild 4** Darstellung der Verbindung zwischen Fahrzeug und Ladestation durch SAE Standard J1772 [8]

Die „Control Pilot“ Funktion (Pin 6) überwacht die Lade-Pins (1 bis 4) im Stecker solange bis der Ladestation-Stecker mit der am Fahrzeug verbauten Ladebuchse verbunden ist. Das EVSE versorgt Pin 6 kontinuierlich mit 12 V DC, auch bei abgezogener Steckverbindung. Bild 5 zeigt die elektrische Schaltung zwischen EVSE und Fahrzeug zum messen der aktuell anliegenden Spannung am „Control Pilot“- Pin, um auf den derzeitigen Zustand des Ladevorgangs zu schließen. Besteht eine Verbindung zieht ein 2.74kΩ Widerstand Pin 6 auf +9V. Erkennt das EVSE das die Spannung sinkt generiert es ein 1 kHz Rechtecksignal am Pin 6, das zwischen +9 und -12 V togelt. Über die Pins 7, 8 und 9 am Stecker tauscht das Fahrzeug Batterieinformationen mit dem EVSE aus, meist über CAN (Controller Area Network). Benötigt das Fahrzeug AC-Ladung wird Schalter S3 in Bild 5 geschlossen und ein 1.3kΩ Widerstand wird parallel geschaltet und zieht den positiven Anteil des Rechtecksignals auf +6 V. Das EVSE interpretiert dies als Anfrage für eine AC-Ladung und schaltet die Ladespannung an.

Zwischen Fahrzeug und EVSE findet ein Informationsaustausch durch die Pulsweitenmodulation des Rechtecksignals zwischen 100 und 800 µs, über die maximal anliegende Dauerstrombelastbarkeit statt. Dieser Zusammenhang ist linear: 100 µs entsprechen 6 A. 800 µs entsprechen 48 A. Eine Pulsweite von 900 µs würde bedeuten, das EVSE besitzt eine eigene DC-Ladeeinheit, auf das sich das Fahrzeug einstellen muss. Hierbei erhöht sich der Informationsdatenaustausch an den Pins 7, 8 und 9. Wenn das Fahrzeug den maximal erlaubten SOC (state of charge) seiner Batterie detektiert, steigt das Rechtecksignal auf +9 V und signalisiert dem EVSE den Strom abzuschalten. Das +9 V, -12 V Rechtecksignal verweilt solange am Pin 6 bis das Kabel getrennt wird, danach kehrt man in den bei +12 V konstant bleibenden Anfangszustand zurück und hat erfolgreich sein Fahrzeug geladen.[9]



**Bild 5** „Control Pilot“ Messschaltung (Sicherheitsfunktion)[8]

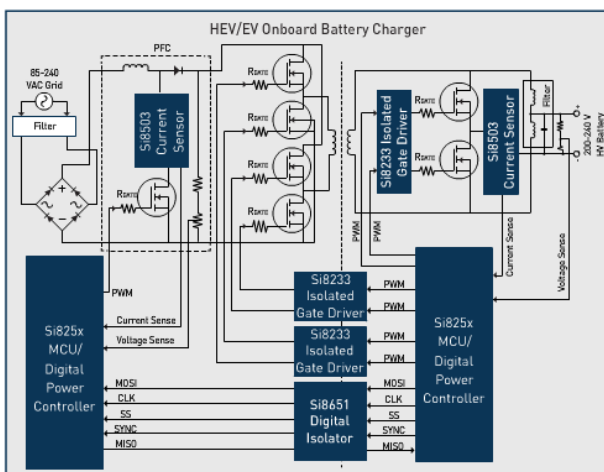
Anhand Tabelle 2 kann mit der oben beschriebenen Schaltung und Batterieinformationen vom Fahrzeug der aktuelle Zustand des Ladevorgangs bestimmt werden.

Vehicle state designation	Voltage (vdc nominal)	Description of vehicle state
State A	12.0 (a)	Vehicle not connected
State B	9.0 (b)	Vehicle connected / not ready to accept energy
State C	6.0 (b)	Vehicle connected / ready to accept energy / indoor charging area ventilation not required
State D	3.0 (b)	Vehicle connected / ready to accept energy / indoor charging area ventilation required
State E	0	EVSE disconnected, utility power not available, or other EVSE problem
State F	-12.0 (a)	EVSE not available, or other EVSE problem

Notes:  
a) static voltage  
b) positive portion of 1 kHz square wave, measured after transition has fully settled

**Tabelle 2** State A bis F zeigt den aktuellen Fahrzeugzustand während des Ladens an. [8]

In Bild 4 ist auf der Fahrzeugseite schematisch ein „Charger“ als Block vor die Batterie geschaltet. Dieser Charger wird auch als Onboard Battery Charger (OBC) bezeichnet und ist wie in Bild 6 aufgebaut.



**Bild 6** Onboard Charging System [10]

Zu Beginn wird der Wechselstrom (AC) vorgefiltert und mit einem Gleichrichter in einen Gleichstrom (DC) gewandelt. Der Gleichstrom wird mit einem Leistungsfaktor-korrekturfilter (englisch Power Factor Correction (PFC)) zusätzlich korrigiert. Dies ist eine elektrische oder elektronische Schaltung, welche den sogenannten Leis-

tungsfaktor erhöht, damit dieser in einem gesetzlich vorgegebenen Bereich bleibt. Einsatzbereiche sind unter anderen elektronische Verbraucher mit Schaltnetzteilen, die an die öffentlichen Stromnetze angeschlossen sind. Danach wird der Gleichstrom auf einen für die Batterie passenden bzw. entsprechenden Ladestrom konvertiert. Ein deutlicher Nachteil solcher OBCs ist die geringe Leistungstransferleistung um die Fahrzeugbatterie in einer angemessenen Zeit zu laden. Die dazu nötige Leistungselektronik zeichnet sich auch im Fahrzeuggewicht wieder, sowie in den Kosten zukünftiger Elektrofahrzeuge. OBCs haben aber auch Vorteile gegenüber der Ladeinfrastruktur. In Kombination mit einer „intelligenten“ Steckdose, könnte man die Infrastrukturkosten minimieren. Die Onboard Technologie ist Voraussetzung für die V2G (Vehicle to Grid) Kommunikation.[11]

## 2.4 Die deutlichsten Unterschiede zwischen der AC- und DC-Ladetechnologie

Aufgrund des Einsatzes von Lithium-Ionen Akkumulatoren in der Automobilindustrie müssen diese mit einem für die Batterie angepasstem Gleichstrom geladen werden, um den Wirkungsgrad der Aufladung größtmöglich zu halten. Eine AC-seitige Ladung eines Akkumulators würde zu einer Verschlechterung des SOC führen bis hin zum Erliegen der Speicherkapazität des Akkus. Um einen Akkumulator am Effektivsten zu laden müssen seine Parameter bekannt sein, um daraufhin den DC-seitigen Ladestrom anzupassen. Je genauer er bestimmt werden kann, desto schneller kann der maximale SOC des Akkumulators erreicht werden.[12] Das Ziel ist Leistung in den Akku zu bewegen. Leistung ergibt sich aus Spannung und Strom, wobei die Verluste mit dem Strom im Quadrat ansteigen. Also möchte man möglichst hohe Spannungen haben. Man könnte natürlich die AC Spannung hochtransformieren und dann im Fahrzeug gleichrichten. Man kann aber auch in der Ladestation die Spannung gleichrichten und mit einem Step Up Konverter erhöhen. Variante eins benötigt bei diesen Leistungen recht große und teure Transformatoren und wird daher nicht angewendet. Die Spannung bleibt gering und die Ströme hoch. Die Ströme limitieren hier die maximale übertragbare Leistung. Eine Alternative wäre ein Schaltnetzteil. Dies würde aber auch teuer werden. Variante 2 ist kostengünstig und ermöglicht die Übertragung von viel Energie in kurzer Zeit, da hier die Ströme gering sind. Es benötigt einen einfachen Gleichrichter, einen Step Up Konverter und einen Step Down Konverter im Fahrzeug. Alles Komponenten, die mit recht wenigen und billigen Bauteilen umgesetzt werden können.

AC oder DC beschreibt in der Automobilindustrie, die Schnittstelle zum Fahrzeug. Bei AC ist die komplette Leistungselektronik an Board. Ein Nachteil entsteht spätestens bei 20kW, da man keine leistungsfähige Steckdosen in der Öffentlichkeit findet (CEE rot 32A). Meist wird aber wegen Kosten, Gewicht und Bauraum nur einphasig (230V/10-16A) oder dreiphasig 10kW (CEE rot 16A) installiert. Vorteil existiert eine geeignete Steckdose kann



man Laden, egal wo man gerade ist. Im DC Fall steht die Ladeelektronik fest. Sie ist folglich nicht im Fahrzeug eingebaut, darf groß und schwer sein und kann leicht auf 50kW und mehr ausgebaut werden. Darüber hinaus hat der Fahrzeughersteller weniger Probleme mit verschiedenen Stromnetzen bei weltweitem Fahrzeugvertrieb. Eine fest installierte Station lässt sich leichter anpassen und kann dann von verschiedenen Fahrzeugen genutzt werden.

### 3. Standardisierung/ Normung der Elektromobilität

Wie bereits erwähnt müssen Elektrofahrzeuge immer und überall geladen werden können. Es muss ein Ziel sein, dass Fahrzeuge von verschiedenen Herstellern, mit der Infrastruktur verschiedener Betreiber („Tankstellen“) eine Einheit bilden. Normungen und Standardisierungen der Ladetechnologie können sicherstellen, dass der Anwender eine einheitliche, komfortabel nutzbare und sichere Ladeschnittstelle bekommt. Insbesondere bei der Realisierung der folgenden Aspekte sind Normung und Standardisierung die Wegbereiter:

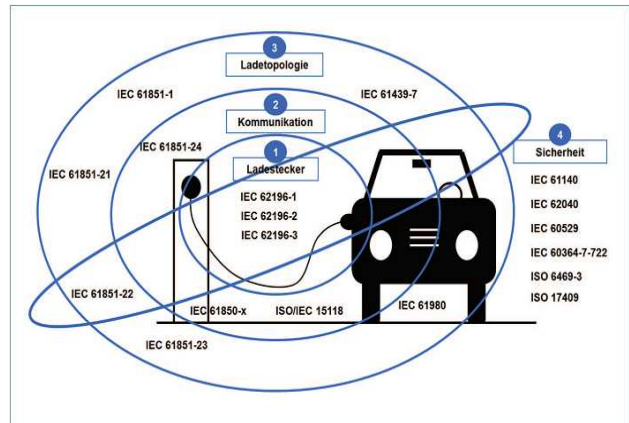
- Das „Auftanken“ des Fahrzeugs erfordert das Vorhandensein einer geeigneten Infrastruktur.
- Kompatibilität von Ladeinfrastrukturen und Fahrzeugtypen untereinander, für eine ungehinderte Mobilität in Europa
- Die Kosten der Systemkomponenten für eine Akzeptanz bei Fahrzeugherstellern und Endkunden.
- Beschreibung und Standardisierung von Schnittstellen für einzelne Komponenten.
- Die Sicherheit für den Anwender muss durch allgemein akzeptierte Regeln und Prüfverfahren sichergestellt und objektiv nachgewiesen werden.

Angesichts des beträchtlichen Entwicklungsaufwandes, der noch zu leisten ist, ist eine möglichst rasche Festlegung der Rahmenbedingungen erforderlich. Normen und Spezifikationen, die eine „Enabler“-Funktion übernehmen, müssen sehr schnell entwickelt werden. Dies erfordert entwicklungsbegleitende Normung.[7]

#### 3.1 Gremien und Institute

Es gibt eine Vielzahl von Instituten die sich mit der Standardisierung bzw. Normierung beschäftigen. Für den nationalen Markt ist die DKE mit dem VDE als Träger, die wichtigste. Zusätzlich gibt es noch die NA Automobil (Normenausschuss Automobiltechnik). Für die Koordination der ganzen Aktivitäten existiert der Lenkungskreis EMOBILITY (Absprachen zwischen DKE und NA Au-

tomobil). Desweiteren werden die Arbeiten von der Geschäftsstelle Elektromobilität des DIN unterstützt. Für einen internationalen Erfolg der Ladetechnologien, ist es wichtig, dass die Normungen bzw. Standards auch international durchgesetzt bzw. eingeführt werden. Hierfür sind die ISO (Fahrzeugtechnik) und die IEC (Elektrotechnik) zuständig. Diese beiden Parteien haben im März 2011 ein MoU (Memorandum of Understanding) unterzeichnet, welches die Bildung von gemeinsamen Arbeitsgruppe vorsieht. Dies soll der Vermeidung von Doppelarbeit in Sachen Schnittstellen dienen. [7]



**Bild 7** Auszug relevanter Normen und Projekte zur Ladeschnittstelle[7]

#### 3.2 Aktuelle Systemansätze

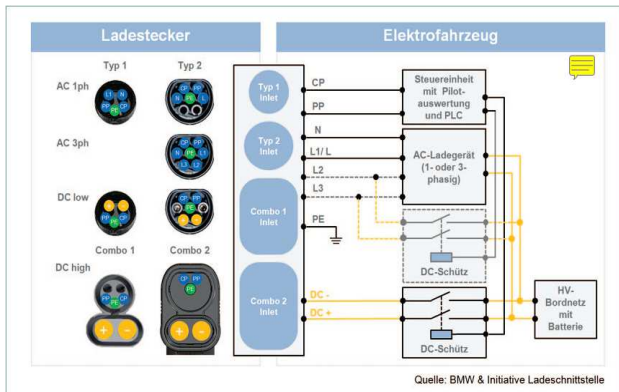
Die nachfolgend aufgeführten Systeme sind zum einen ein Konzept das aktuell in einer weltweiten Zusammenarbeit genormt wird. Und zum anderen ein System aus Japan das bereits auf dem Markt ist.

##### 3.2.1 Combined Charging System

Aktuell wird gerade ein System mit der Bezeichnung „Combined Charging System“ entwickelt und genormt. Das Konzept wird von deutschen und amerikanischen Automobilhersteller, zusammen mit Ladestations- und Steckerherstellern weltweit gemeinsam durchgeführt. Bei diesem System handelt es sich um eine für AC- als auch (insbesondere) für DC- Laden verwendbares Ladesystem. Ein zentraler Ansatz ist die Verwendung eines einzigen gemeinsamen Eingangs für den Ladevorgang. Außerdem soll eine gemeinsame Verwendung der PLC- (Power Line Communication) Technologie für erweiterte Dienste beim AC-Laden und die Kommunikation beim DC-Laden verwendet werden.

Das „Combined Charging System“ soll dem Nutzer ermöglichen ohne nachzudenken sein Auto aufzuladen. Das heißt, er muss nicht erst schauen ob AC- oder DC-Ladung. Die Kommunikationsinhalte eines solche vollautomatischen Ablaufes soll in der ISO/ IEC 15118 standardisiert werden. Es werden auch Maßnahmen für eine sichere wechselnde Verwendung von Kontakten für AC- und DC- Ladung entwickelt bzw. genormt. Desweiteren soll ein Schutz vor Gefährdung durch Lichtbögen bei ei-

nem unautorisierten abziehen des Steckers während des Ladevorgangs realisiert werden. [7]



**Bild 8** Combined Charging System zum AC- und DC-Laden mit den Steckvorrichtungen [7]

### 3.2.2 CHAdeMO

Ein bereits existierendes System ist das CHAdeMO System, welches von den Japanern entwickelt wurde. Es findet hauptsächlich seinen Einsatz im asiatischen Raum. Es gibt aber auch weltweit Ladestationen dieser Technik. Es benötigt im Vergleich zum vorherigen System einen separaten DC Ladeeingang und ist auch ohne Schutzleiter konzipiert. [13]

### 3.3 Aktuelle Normungsaktivitäten

Bevor ein Standard eingeführt wird, durchläuft er die folgenden fünf Phasen.

1. Approved Work Item (AWI)  
New work item proposal (NP)  
→ dunkel rot
2. Committee Draft (CD)  
→ hell rot
3. Draft International Standard (DIS)  
Committee Draft for Voting (CDV)  
→ orange
4. Final Draft International Standard (FDIS)  
→ hell grün
5. International Standard (IS)  
→ grün

Die Standardisierung für Elektrofahrzeuge beinhaltet einen immensen Arbeitsaufwand. Es gibt eine große Anzahl an Normen bzw. Standards. Dies gilt auch für die Standardisierung der Ladestationen. Die nachfolgende Tabelle zeigt einen kleinen Ausschnitt von Standards die die nächsten Jahre eingeführt werden sollen bzw. gerade in Bearbeitung sind. [7]

Bezeichnung	Beschreibung	geplante Einführung
ISO/IEC 15118-1	V2G communication interface General information and use-case	2013

	definition	
IEC 61439-7	Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen – Ladestationen Elektrofahrzeuge	12/2013
IEC 62196-3	Dimensional interchangeability requirements for dedicated d.c. charging	12/2013
IEC 61851-1 : Edition 3	Electric vehicle conductive charging system General requirements	2014
ISO 17195	Road vehicles -Cables for more than 600 V - Dimensions, test methods and requirements	2015

**Tabelle 3** Beispiel Normen mit geplanter Einführung[7]

Die in der Tabelle aufgeführte Norm ISO/IEC 15118-1 ist als veröffentlicht auf der ISO Homepage aufgeführt. Der Status der beiden ebenfalls für 2013 geplanten IEC Normen konnte nicht festgestellt werden.

### 3.4 Beispiel Normen

#### 3.4.1 IEC 61851-1

Diese Norm trägt den Namen „electric vehicle conductive charging system – general requirements“ Aktuell werden in dieser Norm vier unterschiedliche Lademodi aufgeführt die wie folgt definiert sind.

1. Ladebetriebsart 1 → Mode 1
  - AC-Laden an Standardsteckdose mit bis zu 16 A
  - 250 V (AC) einphasig oder 480 V (AC) dreiphasig
  - keine Sicherheitseinrichtungen im Ladekabel
  - RCD (Fehlerstrom-Schutzeinrichtung) in der vorgelegerten Hausinstallation wird zwingend vorausgesetzt
  - ohne Rückspeisung, ohne Kommunikation
  - nicht zugelassen z. B. für die USA
2. Ladebetriebsart 2 → Mode 2
  - AC-Laden an Standardsteckdose mit bis zu 32 A
  - 250 V (AC) einphasig oder 480 V (AC) dreiphasig
  - Ladekabel mit Sicherheitseinrichtungen über eine „In-cable control box“
  - ohne Rückspeisung, Kommunikation zwischen „In-cable control box“ und Elektrofahrzeug möglich
3. Ladebetriebsart 3 → Mode 3
  - AC-Laden an speziellen Ladestationen max. 63 A
  - 250 V (AC) einphasig oder 480 V (AC) dreiphasig
  - Ladekabel mit Stecker nach IEC 62196-2
  - Sicherheitseinrichtungen fester Bestandteil der Ladestation
  - Steckerverriegelung für sicheren Betrieb

– In Gegensatz zu den Ladebetriebsarten 1 und 2 ist eine Rückspeisung grundsätzlich möglich, da durchgehende bidirektionale Kommunikation, Steuerung und Steckerverriegelung vorhanden

4. Ladebetriebsart 4: DC-Laden mit Off-Board-Ladegerät → Mode 4
  - DC-Laden an speziellen Ladestationen, zumeist Schnellladestationen
  - Ladespannung und Ladestrom systemabhängig, daher Standardisierungsbedarf
  - Ladekabel mit Energie- und Steuerleitungen
  - Komplexe Schutzfunktionen aufgrund DC erforderlich, z. B. Isolationsüberwachung

Die Norm definiert die Spannungswerte auf 250V bzw. 480, für Deutschland gelten aber die in Deutschland standardmäßigen Spannungen 230V bzw. 400V.

Die Ladebetriebsart 4 bedarf noch einiger Spezifikationen wie zum Beispiel der Festlegung von maximal zulässigen Spannungen bzw. Strömen. [7]

### 3.4.2 IEC 62196

In der Norm IEC 62196 werden die erforderlichen Stecker und Buchsen für eine kabelgebundene Ladung festgelegt. Die Norm besteht aus mehreren Teilen. So beinhaltet der Teil zwei dieser Norm die aktuelle zur Auswahl stehenden AC Steckertypen.

1. Typ 1
  - Vorschlag der Japaner für die Fahrzeugseite
  - Einphasig
  - maximal 32 A
  - maximal 250 V (AC)



**Bild 9** Typ 1 Stecker [7]

2. Typ 2
  - Vorschlag aus Deutschland für die Fahrzeug-Infrastrukturseite
  - Ein- bis dreiphasig
  - maximal 63 A (dreiphasig AC) bzw. 70 A (DC und einphasig AC)
  - maximal 480 V
  - Erweiterung zu einer Combo-Steckvorrichtung für DC-Ladung bis 200 A möglich



**Bild 10** Typ 2 Stecker [7]

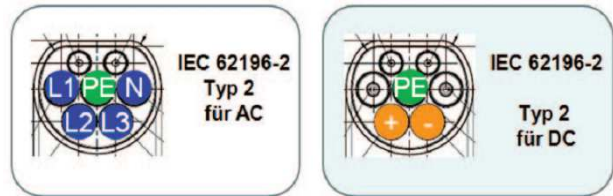
3. Typ 3
  - Vorschlag der Italiener für mehrere Varianten
  - Ein- bis dreiphasig
  - maximal 16 oder 63 A (AC)
  - maximal 400 V



**Bild 11** Typ 3 Stecker [7]

Der Stecker vom Typ 2 hat einen weiten Einsatzbereich und ist technisch ausgereift. Daher wird von der Deutschen Industrie, von ACEA (dem europäischen Verband der Automobilhersteller) sowie zahlreichen Ländern der Einsatz dieses Steckers in Europa dringend empfohlen.

Die oben aufgeführten Stecker sind grundsätzlich für den AC Einsatz definiert. Die Systemtopologie der Stecker ermöglicht es, diese grundsätzlich auch für eine DC-Ladung zu verwenden. Die ist speziell bei den Steckern vom Typ 1 und 2 der Fall.



**Bild 12** Typ 2 Stecker für AC/DC nach IEC 62196-2 [7]

Die Abbildung zeigt den Stecker des Typ 2, einmal für eine AC Anwendung und einmal für eine DC Anwendung.

Eine Weiterentwicklung dieses Steckers ist im dritten Teil dieser Norm aufgeführt. Es handelt sich dabei um einen Stecker der für eine höhere Stromtragfähigkeit bis zu 200 A ausgelegt ist. [7]



**Bild 13** Combo 2 Stecker AC/DC [7]

## 4. Zusammenfassung

Die Ladetechniken, egal ob AC oder DC sind im Vergleich zum Verbrennungsmotor noch in den Kinderschuhen. In den kommenden Jahren wird sich eine Kombination der beiden Ladebetriebsarten immer weiter verbreiten. Deshalb ist die weiterführende Standardisierung und Normierung dieser Ladetechnologie sehr wichtig. Sie ermöglicht eine schnellere und flächendeckende Entwicklung. Eine übergreifende Standardisierung kann für die Ladeinfrastruktur von großem Vorteil sein, indem es eine einheitliche Verbindungstechnologie aufbaut.

## 5. Ausblick

In Zukunft tritt die Ladetechnik durch Induktion mehr in den Focus für das aufladen von Elektrofahrzeugen. Da die Konsumenten bequemer geworden sind, haben kabelgebundene Lösungen, sowie die Vielzahl von Adaptern oder die Ungewissheit sein Fahrzeug an einer kompatiblen Ladestation zu laden, eine abschreckende Wirkung auf Kunden. Um diesen negativen Einfluss zu beseitigen sollte man die Standardisierung von Ladetechnologien für Elektrofahrzeuge schneller und gezielter vorantreiben. Um ein positives Beispiel von Standardisierungen zu nennen ist die Einführung von den heutigen Handyladegeräten.

räten. Durch diese Normierung wurde die Abhängigkeit zu modellabhängigen Ladeadaptern unterbunden. Eine sauber definierte Standardisierung trägt zu erfolgreichen Entwicklungen bei, die von der Industrie und dem Konsumenten angenommen wird.

## 6. Literatur

- [1] <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wirtschaftspolitik/eine-million-elektroautos-bis-2020-merkelhaelt-an-absatzziel-fest-12196498.html#Drucken>  
Datum: 30.10.2013 Uhrzeit: 12:05
- [2] [http://media1.faz.net/polopoly\\_fs/1.2196601!/image/1653315940.jpg\\_gen/derivatives/article\\_multimedia\\_overview/1653315940.jpg](http://media1.faz.net/polopoly_fs/1.2196601!/image/1653315940.jpg_gen/derivatives/article_multimedia_overview/1653315940.jpg)  
Datum: 30.10.2013 Uhrzeit: 12:12
- [3] [http://www.dke.de/de/std/AAL/Documents/NPE-Normungsroadmap\\_DE\\_2.0a\\_RZ-v01.pdf](http://www.dke.de/de/std/AAL/Documents/NPE-Normungsroadmap_DE_2.0a_RZ-v01.pdf)  
Datum: 30.10.2013 Uhrzeit: 13:20
- [4] [http://www02.abb.com/global/chabb/chabb119.nsf/0/9e4524ecbccb475c1257a940049cfd9/\\$file/Pra\\_E-Mobility-Ladeinfrastruktur\\_121010\\_hey.pdf](http://www02.abb.com/global/chabb/chabb119.nsf/0/9e4524ecbccb475c1257a940049cfd9/$file/Pra_E-Mobility-Ladeinfrastruktur_121010_hey.pdf)  
Datum: 30.10.2013 Uhrzeit: 13:43
- [5] <http://tankstellen.com/geschichte-der-tankstellen-stand-2009> Datum: 8.12.2013 Uhrzeit: 17:40 Uhr
- [6] <http://www.zeit.de/mobilitaet/2013-10/elektroauto-durchbruch-trendforscher>  
Datum: 8.12.2013 Uhrzeit: 17:40 Uhr
- [7] Die deutsche Normungs-Roadmap Elektromobilität – Version 2.0A, Mai 2013
- [8] (R) SAE Electric Vehicle Conductive Charge Coupler J1772 Final
- [9] <http://electronicdesign.com/power/understanding-us-and-european-standards-electric-vehicle-charging>  
Datum: 8.12.2013 Uhrzeit: 17:50 Uhr
- [10] <http://electronicdesign.com/power/understanding-us-and-european-standards-electric-vehicle-charging>  
Datum: 8.12.2013 Uhrzeit: 17:50 Uhr
- [11] Vortrag Stefan Zeltner, „Netzanbindung von Elektrofahrzeugen“; Fraunhofer-Institut für Integrierte Systeme und Bauelementetechnologie, Zentrum für Kfz-Leistungselektronik und Mechatronik (FhG IISB-ZKLM)
- [12] T. L. Halaczek/H. D. Radecke: Batterien und Ladekonzepte, Januar 1996
- [13] <http://www.chademo.com/wp/technology/strengths/>  
Datum: 08.12.2013 Uhrzeit: 21:29



# Induktives Laden in der Elektromobilität

## inductive charging for electric powered vehicles

Heiko Baur, B.Eng., Volker Schmitt, B.Eng., Hochschule Konstanz, Deutschland, heiko.baur@htwg-konstanz.de, voschmit@htwg-konstanz.de

### Kurzfassung

Aktuell werden in der Automobilindustrie die Lademöglichkeiten der Antriebsbatterie kontrovers diskutiert, da kabelgebundene Ladesystem beim Komfort erhebliche Einschränkungen aufweisen und während der Fahrt nicht realisierbar sind. Dieses Paper befasst sich mit den Herausforderungen der Deplatziierung von Primär- und Sekundärspule beim induktiven Laden von Elektrofahrzeugen. Mittels eines Testaufbaus konnte der Bereich definiert werden, in dem eine Frequenzregelung Vorteile bringt. Im weiteren Verlauf wird ein Fallbeispiel verschiedener Primärspulanordnungen im Fahrbahnbelag für die Ladung bei fahrenden Fahrzeugen diskutiert.

### Abstract

Currently there is a ongoing discussion about the possibilities of charging the drive battery in the automotive industry. Conductive charging systems have significant limitations in terms of comfort and can't be realized while driving. This paper is concerned with the challenges of displacement of the primary and secondary coil in the inductive charging of electric vehicles. The area, within frequency control has advantages, could be defined by using a prototype. Additionally a case study is discussed with different adjustment of the coils inside the road surface.

## 1 Einleitung

Zur Reduzierung der CO<sub>2</sub> Emission konzentrieren sich aktuell diverse Automobilhersteller auf die Entwicklung und den Vertrieb von Elektrofahrzeugen (EF). Große Herausforderungen in der Forschung und Entwicklung von EF sind unter anderem die Optimierung des Batteriemagements, wozu auch das Laden der Batterie zählt. Die bisher meist verwendete kabelgebundene Ladung weist diverse Nachteile. Hierzu zählen die Abnutzung der Kontakte, Anfälligkeit für Vandalismus und Witterungseinflüsse sowie der eingeschränkte Komfort, da zum Laden immer ein Eingriff durch den Nutzer erfolgen muss [1]. Abbildung 1 zeigt den prinzipiellen Aufbau einer Ladestation für EF.

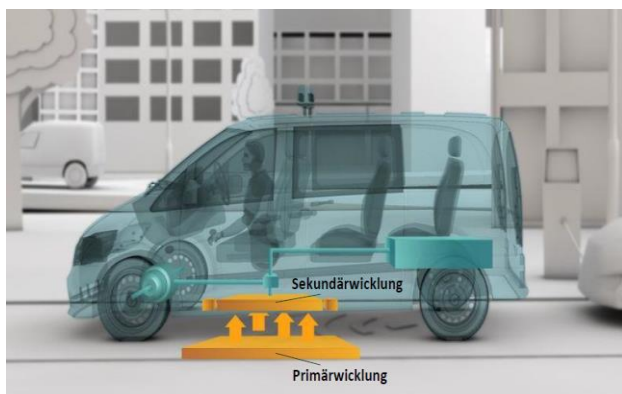


Abbildung 1 Schema einer Ladestation für EF [2]

Die drahtlose Energieübertragung hat den Vorteil, dass die Sicherheit des Anwenders besser gewährleistet werden kann, da dieser keine spannungsführenden Teile berührt. Weitere Vorzüge sind die Barrierefreiheit sowie ein

wesentlich höherer Komfort, da das EF lediglich an der korrekten Stelle abgestellt werden muss und nur nach Bedarf sowie ohne weiteres Eingreifen des Nutzers geladen wird. Diese Aspekte resultieren wiederum in einer höheren Nutzerakzeptanz. Als nachteilig können sich der geringere Wirkungsgrad durch den „luftgekoppelten Transformator“, der zusätzlich abnehmende Wirkungsgrad bei Deplatziierung des EF, sowie die Strahlungsbelastung für die Umgebung auswirken [1].

In dieser Abhandlung sollen speziell die Herausforderungen durch Deplatziierung des EF sowie des variierenden Abstands zwischen Primär- und Sekundärwicklung erörtert und eine Lösungsmöglichkeit für den abnehmenden Wirkungsgrad vorgestellt werden.

## 2 Ersatzschaltbild und Aufbau

### 2.1 Ersatzschaltbild

Die Energieübertragungsstrecke hat einen wesentlichen Einfluss auf das Design des Gesamtsystems. Abbildung 2 zeigt zwei gekoppelte Spulen. Der Strom in Spule 1 erzeugt einen magnetischen Fluss,  $\phi_{21} + \phi_{1\sigma}$ , der nur teilweise durch Spule 2 dringt und dort eine Spannung induziert. Der Fluss  $\phi_{1\sigma}$  wird als Streufluss von Spule 1 bezeichnet. Die Feldlinien die nur eine Spule durchlaufen, spiegeln sich als Streuinduktivitäten wieder und tragen nicht zur Kopplung bei.

Der Kopplungsfaktor ergibt sich durch

$$k = \frac{M}{\sqrt{L_1 L_2}} \quad (1)$$

wobei  $L_1$  und  $L_2$  die Selbstinduktivitäten der Spulen beschreiben und  $M$  der Gegeninduktivität entspricht [3].



Der Wert für die Gegeninduktivität einer beliebigen Spulenordnung ergibt sich aus der Neumannschen Gleichung [4]. Die Selbstinduktivität der Einzelwicklungen wird durch Messen der Blindleistung im Bereich der Nennfrequenz ermittelt.

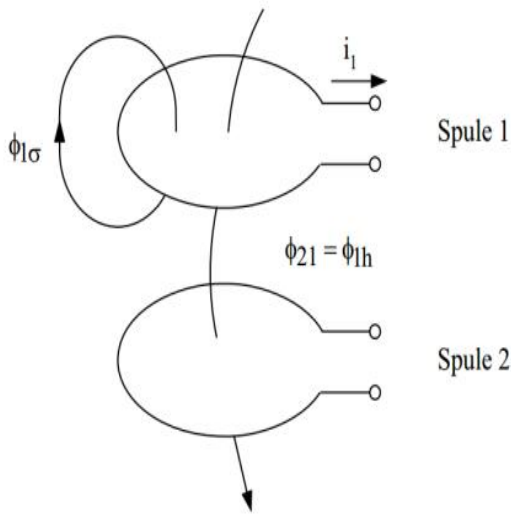


Abbildung 2 Schematische Darstellung der Kopplung [3]

## 2.2 Aufbau

Abbildung 3 zeigt das Modell eines Versuchsaufbaus von 2 Spulen ( $N = 3$ ) mit Radius 350 mm und 150 mm Luftspalt. Die Selbstinduktivität beider Spulen wurden durch Leerlaufmessung der einzelnen Spulen zu  $L_1 = L_2 = 23,25 \mu H$  ermittelt. Der Kopplungsfaktor bei 15 cm Luftspalt und deckungsgleicher Anordnung trägt  $k = 0,4161$ .

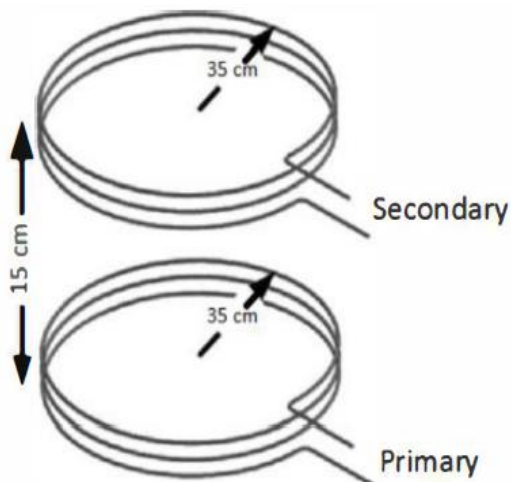


Abbildung 3 Schematischer Versuchsaufbau [5]

Die Anordnung zweier lose gekoppelter Spulen erinnert stark an einen Transformator, jedoch ohne Eisenkern. Um das Verhalten im eingeschwingen Zustand besser analysieren zu können, wird das in Abbildung 4 gezeigte Ersatzschaltbild verwendet.

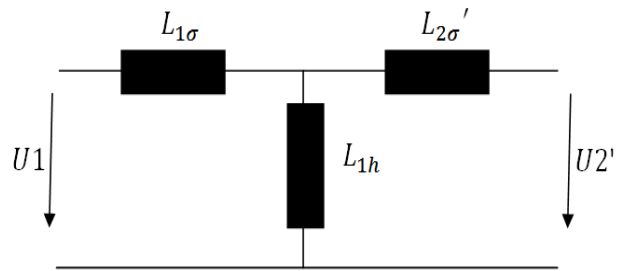


Abbildung 4 Ersatzschaltbild lose gekoppelter Spulen

Zur einfacheren Handhabung wurden die Größen der Sekundärseite auf die Primärseite transformiert. Transformierte Größen werden im weiteren Verlauf mit einem Strich gekennzeichnet. Die ohmschen Verluste können für die weiteren Betrachtungen vernachlässigt werden.

$L_{1h}$	Hauptinduktivität
$L_{1\sigma}$	Streuinduktivität primärseitig
$L_{2\sigma}$	Streuinduktivität sekundärseitig
$L_{2\sigma}'$	Auf die Primärseite transformierte Streuinduktivität
$N_1$	Wicklungen der Primärseite
$N_2$	Wicklungen der Sekundärseite

Tabelle 1 Elemente des ESB

Die Haupt- und Streuinduktivitäten können folgendermaßen berechnet werden [6]:

$$L_{1h} = k \cdot L_1 = 9,67 \mu H \quad (2)$$

$$L_{1\sigma} = (1 - k) \cdot L_1 = 13,57 \mu H \quad (3)$$

Die auf die Eingangsseite transformierte Streuinduktivität der Sekundärspule ist durch  $N_1/N_2 = 1$  gleich der Streuinduktivität der Primärwicklung. Im Gegensatz zum klassischen Transformator sind die Streuinduktivitäten  $L_{1\sigma}$  und  $L_{2\sigma}'$  bei loser Kopplung selbst bei günstigen Bedingungen größer als die eigentliche Hauptinduktivität  $L_{1h}$  [7]. Die Streuinduktivitäten können daher keinesfalls vernachlässigt werden. Die dadurch entstehende Blindleistung muss für eine effiziente Energieübertragung kompensiert werden. Abbildung 5 zeigt mögliche Topologie zur Kompensation der Blindleistung:

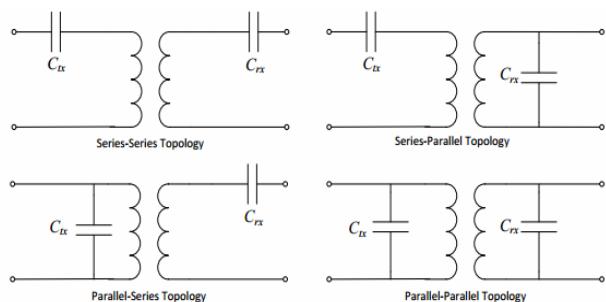


Abbildung 5 Kompensationstopologien [5]

Im Hinblick auf eine hohe Ladespannung und eine niedrige Spannungsbeanspruchung des primären Kondensators, eignet sich die Parallel-Parallel Topologie (PP) zur induktiven Energieübertragung am besten [5], [8]. Für die Auslegung der zur Kompensation benötigten Kondensatoren können aus dem erweiterten Ersatzschaltbild aus Abbildung 6 die Formeln (4-5) hergeleitet werden. Für die Resonanzfrequenz  $f_0 = 41\text{kHz}$  und den bereits ermittelten Größen  $L_{1h}$ ,  $L_{1\sigma}$  bzw.  $L_{2\sigma}'$  ergeben sich folgende Kapazitäten:

$$C1 = \frac{1}{f_0^2 + 4\pi^2(L_{1\sigma} + L_{1h})} \approx 0,677\mu\text{F} \quad (4)$$

$$C2' = \frac{1}{f_0^2 + 4\pi^2(L_{2\sigma}' + L_{1h})} \approx 0,677\mu\text{F} \quad (5)$$

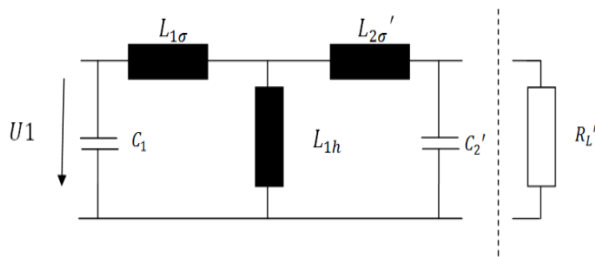


Abbildung 6 Erweitertes ESB

Die Impedanz des Energieübertragungssystems wurde für die oben genannten Bauteilwerte numerisch berechnet. In Kapitel 4 wird die Frequenzabhängigkeit der Impedanz in Betrag und Phase untersucht (Abbildung 12). Die ohmsche Belastung modelliert, vereinfacht dargestellt, den Innenwiderstand des Ladesystems mit  $R_L = 17\text{ Ohm}$ . Aufgrund von Bauteiltoleranzen und Temperatur kann die Resonanzfrequenz des realen Systems stark schwanken, daher muss die Frequenz adaptiv angepasst werden (siehe Kapitel 4).

Um das System in Resonanz zu versetzen, wird eine H-Brücke (Abbildung 7) verwendet, die im Blockspannungsbetrieb betrieben wird. Die Leistungshalbleiter Q1 und Q4 bzw. Q2 und Q3 werden hierzu jeweils zur Hälfte der gesamten Periodenzeit  $T=1/f_0$  am Gate angesteuert. Am Energieübertragungssystem entsteht somit eine rechteckförmige Wechselspannung die nach Fourier in eine Reihe von sinusförmigen Schwingungen zerlegt werden kann. Die Fourieranalyse zeigt, dass die Amplitude der Grundschwingung bezogen auf die Oberschwingungen überwiegt und bei Berechnungen näherungsweise von einer sinusförmigen Anregung ausgegangen werden kann. Anders als in [9] und [10] deren Leistungshalbleiter im MHz Bereich takteten, wurde die Schaltfrequenz bewusst unterhalb 100kHz gewählt um Schaltverluste und EMV Probleme zu minimieren.

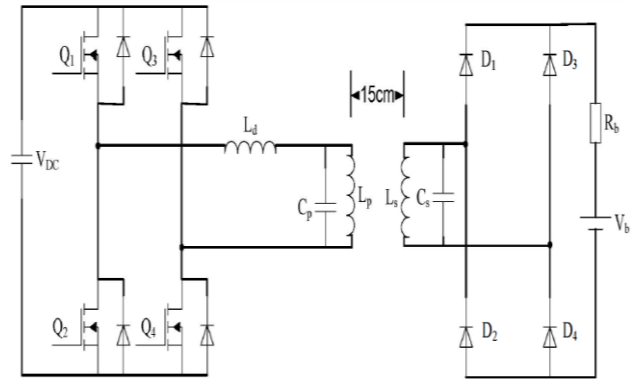


Abbildung 7 Leistungsteil [5]

Wird die Schaltfrequenz so eingestellt, dass diese oberhalb der Resonanzfrequenz liegt, eilt der Laststrom der Lastspannung nach (induktive Last). Die Ansteuerung der Leistungshalbleiter Q1- Q4 erfolgt nach dem Prinzip "Zero Voltage Switching" (ZVS). Wechselt z.B. Q1 in den leitfähigen Zustand (Einschaltvorgang), muss garantiert werden, dass der Laststrom negativ ist und durch dessen Body- Diode fließt. Erst nachdem der Laststrom positiv wird beginnt dieser durch den eigentlichen Kanal des Leistungshalbleiters zu fließen. Der Spannungsabfall am Leistungshalbleiter ist zu diesem Zeitpunkt bereits auf einen sehr kleinen Wert abgefallen. Auf der Sekundärseite wird die Wechselspannung mittels eines Gleichrichters (D1..D4) in Gleichspannung gerichtet und zum Laden des Akkus  $V_B$  mit Innenwiderstand  $R_b$  verwendet. Die zusätzliche Spule  $L_d$  dient Impedanzanpassung [5].

### 3 Einfluss des Abstands und der Deplatierung

#### 3.1 Einfluss durch Variation des Abstands

Da sich elektromagnetische Wellen kugelförmig vom Sender ausbreiten [11], ergibt sich, dass mit zunehmendem Abstand weniger Feldlinien durch die Sekundärwicklung verlaufen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die beiden Wicklungen direkt übereinander liegen und denselben Querschnitt aufweisen. Aus der Neumannschen Gleichung geht ebenfalls hervor, dass die Gegeninduktivität mit zunehmendem Abstand kleiner wird. Im Folgenden werden verschiedene Abstände realisiert und die Haupt- und Streuinduktivität sowie der Kopplungsfaktor ermittelt.

Abstand / mm	80	100	120	160	200
Kopplungsfaktor	0,710	0,605	0,499	0,387	0,325

Tabelle 2 Auszug aus Kopplungsfaktor in Abhängigkeit des Abstands

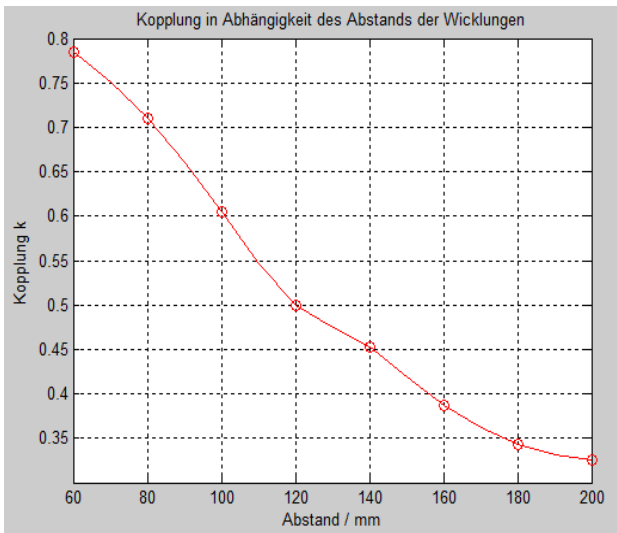


Abbildung 8 Kopplung in Abhängigkeit des Abstands

Die beiden Wicklungen wurden zwischen 60 mm und 200 mm mit 20 mm als Schrittweite verändert, als diskrete Messwerte erfasst, und durch eine Funktion angenähert. Wie in Tabelle 2 und Abbildung 8 zu sehen ist, nimmt die Kopplung mit zunehmendem Abstand ab.

### 3.2 Einfluss durch Deplatziierung

Um den Einfluss durch die versetzte Lage der beiden Wicklungen zu bestimmen wurden diese mit einem Versatz von 0 mm – 200 mm vermessen. Die Schrittweite wurde mit 50 mm gewählt.

Versatz / mm	0	50	100	150	200
Kopplungs-faktor	0,412	0,405	0,381	0,310	0,254

Tabelle 3 Kopplung in Abhängigkeit des Abstands

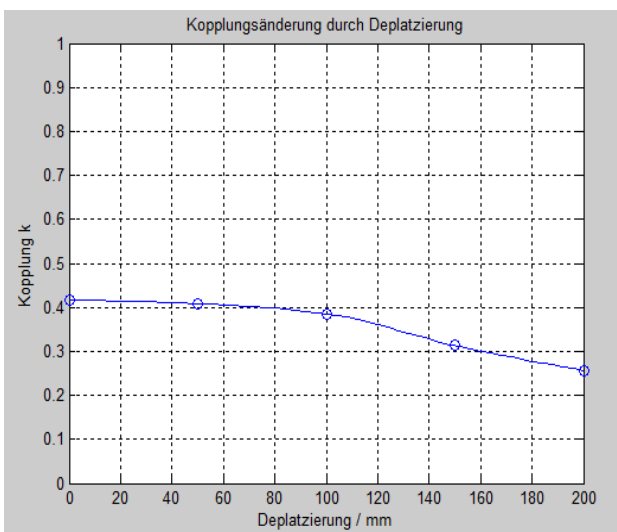


Abbildung 9 Kopplung in Abhängigkeit des Abstands

Für diesen Aufbau wurde der ursprüngliche Abstand von 150 mm gewählt. Da die Feldlinien senkrecht aus der Spule treten, nimmt die Kopplung ebenfalls mit zunehmendem Versatz ab, wie in Abbildung 9 zu sehen ist.

### 3.3 Auswertung des Versuchs

Durch Kombinieren dieser Effekte können die Haupt- und Streuinduktivität im Raum bestimmt werden. In der Ebene ist die Deplatziierung nicht von der absoluten Position abhängig, sondern lediglich vom Abstand der beiden Spulenmittelpunkte.

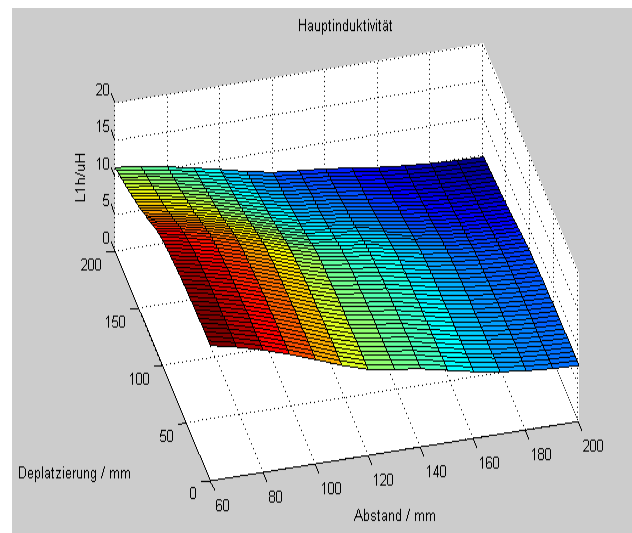


Abbildung 10 Hauptinduktivität in Abhängigkeit von Abstand der Wicklungen und Versatz.

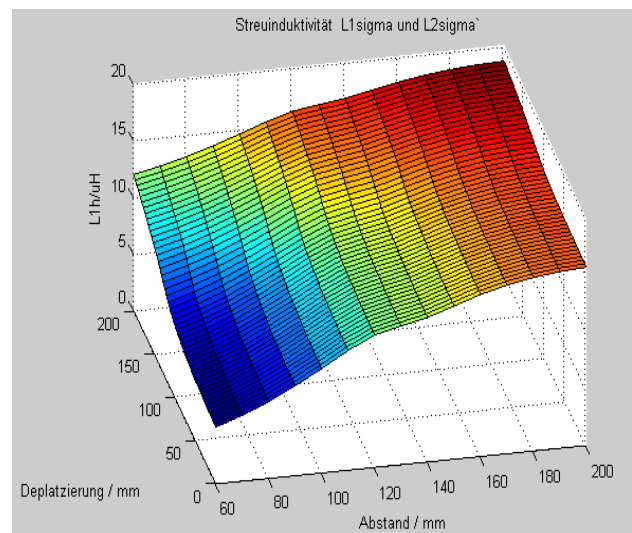


Abbildung 11 Hauptinduktivität in Abhängigkeit von Abstand der Wicklungen und Versatz.

Abbildung 10 und 11 zeigen die reziproken Verläufe von Haupt- und Streuinduktivität. Hieraus ergeben sich im oben definierten Bereich für die Hauptinduktivität 4,67 µH als Minimalwert und 18,25 µH als Maximalwert, sowie 4,99 µH und 18,58 µH für die Streuinduktivität.

Diese Werte werden für die nachfolgende Frequenzregelung benötigt um die Eingangsimpedanz nach Betrag und Phase zu ermitteln.

## 4 Frequenzregelung des Aufbaus

### 4.1 Auswertung der Eingangsimpedanz

Um eine maximale Energieübertragung zu erreichen, muss die Betriebsfrequenz auf die Resonanzfrequenz der Eingangsimpedanz angepasst werden. Die Phase beträgt im Resonanzfall  $0^\circ$ . Für die Initialisierung wird ein Chirp auf die Primärseite gegeben. Durch Messen und Auswerten der Phase kann die Frequenz so geregelt werden, dass die Last nur einen minimalen induktiven Anteil aufweist. Diese Wahl erfolgt gewählt um Spannungsüberhöhungen, wie sie im kapazitiven Betriebszustand vorhanden wären, auszuschließen.

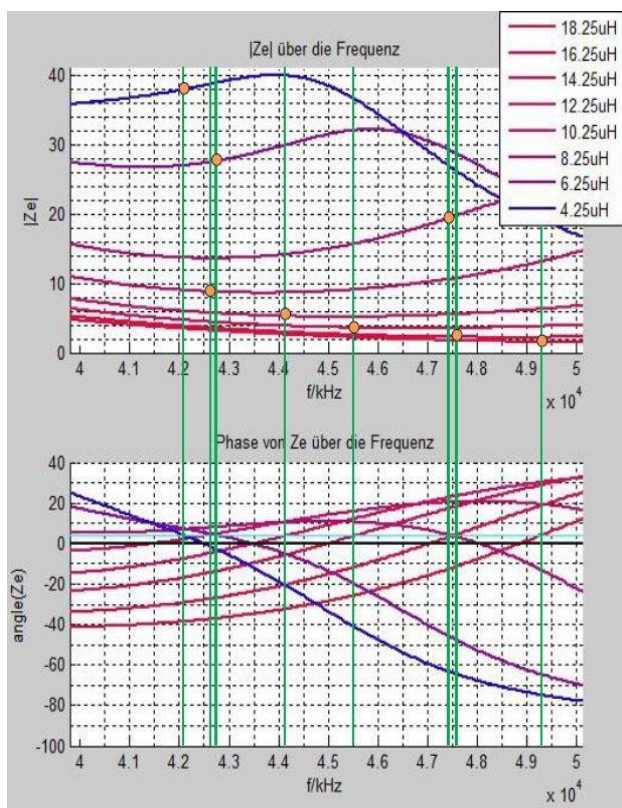


Abbildung 12 Eingangsimpedanz nach Betrag und Phase

Mit Hilfe der Kopplungsfaktoren und dem ESB aus Abbildung 6 kann bei einer gegebenen Last von 17 Ohm die komplexe Eingangsimpedanz in Abhängigkeit der Frequenz ermittelt werden. Die Frequenzregelung zwischen 42 und 50 KHz gewährleistet die Maximierung der übertragenen Wirkleistung. Abbildung 12 zeigt die Eingangsimpedanz über die Frequenz. Da ein gewisser Abstand zwischen Primär und Sekundärwicklung aus bautechnischen Gründen vorhanden sein muss, kann die Hauptinduktivität den Maximalwert 18,25  $\mu\text{H}$  nicht überschreiten.

### 4.2 Verbesserungsansatz der Frequenzregelung

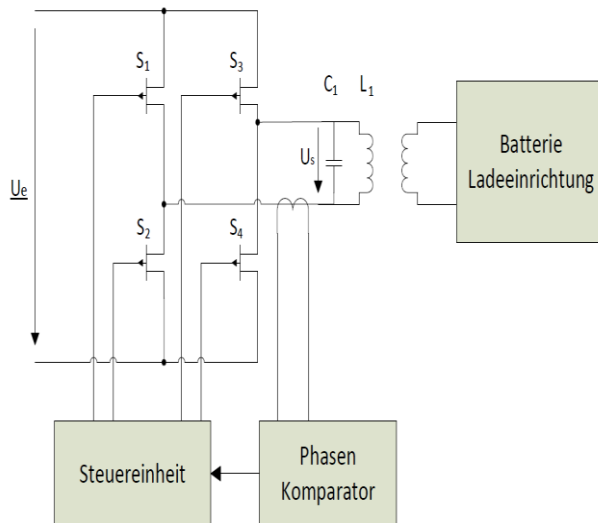


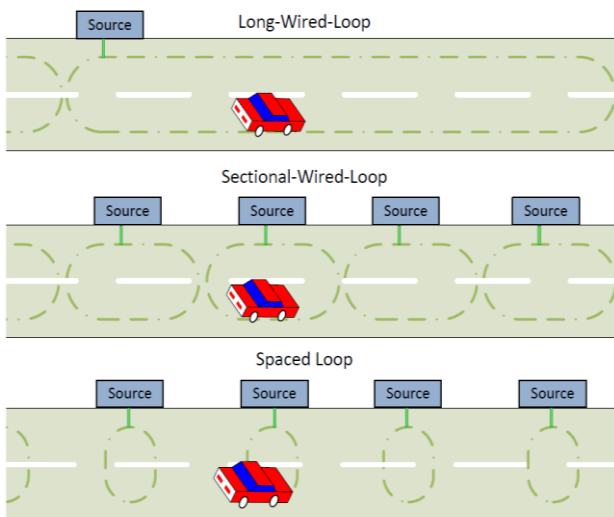
Abbildung 13 Prinzipieller Aufbau einer Phasenregelung

Die bereits erwähnte Phasenauswertung (Abbildung 13) kann durch eine zusätzliche Stromspitzenauswertung nochmals verbessert werden. In [12] wird jeweils eine Regelung die ausschließlich die Phase und eine weitere die zusätzlich den Strom berücksichtigt verglichen.

## 5 Dynamischer Fall

Dynamisches Laden bezeichnet das Laden während der Fahrt. Es wurde bereits gezeigt, dass eine Deplatzierung der Spulen oder die Vergrößerung des Luftspaltes die Effizienz des Ladessystems dramatisch verschlechtern. Trotz des hohen technischen Aufwands sind dynamische Ladesysteme (DLS) interessant, da dadurch die Batteriekapazität "an Bord" verringert werden kann und eine Gewichtsreduktion erzielt wird. Gerade auf Autobahnen könnte so die Reichweite vergrößert werden. Dieser Schritt würde die Akzeptanz von EF steigern und die E-Mobilität für den Endverbraucher machen. In [13] werden drei Anordnungsmöglichkeiten von Primärspulen untersucht. Bei allen drei Varianten sind die Primärspulen in den Fahrbahnbelag eingelassen, unterscheiden sich aber in ihrer Größe und Ansteuerung. Abbildung 14 zeigt das Verfahren der "Long Wired Loop" (LWP) bei dem die Länge der Primärspule ca. vier Autolängen entspricht. Durch einen sehr kleinen Spalt zwischen den einzelnen Elementen werden die Fahrzeuge ca. 95% der Gesamtzeit geladen. Beim Verfahren "Sectional Loop" (SL) ist die Größe der Primärspule auf eine Autolänge minimiert, zwischen den einzelnen Elementen entsteht ein Spalt von ca. 0,2m. Bei der dritten Variante "Spaced Loop" (SPL) wurden die Primärspulenfelder nochmals minimiert, so dass sich der wirksame Primärspulendurchmesser auf 0,5m reduziert (Abbildung 14).





**Abbildung 14** Anordnung der Primärspulen im Fahrbahnbelag

Mit dem Simulationsprogramm Maxwell 3D Finite Elemente Analyse (3D FEA) konnten für die oben genannten Konstellationen folgende Werte berechnet werden:

Verfahren	L1h	L1sig	L2sig	k
Long Wired Loop	0.726 $\mu$ H	291 $\mu$ H	5.91 $\mu$ H	0.0175
Sectional Loop	0.544 $\mu$ H	3.67 $\mu$ H	3.49 $\mu$ H	0.152
Spaced Loop	0.426 $\mu$ H	1.028 $\mu$ H	1.955 $\mu$ H	0.301

**Tabelle 4** Vergleich der Streu- und Hauptinduktivität [13]

Aus Tabelle 4 kann entnommen werden, dass die LWL eine sehr große Streuinduktivität im Vergleich zur Hauptinduktivität hat. Dies spiegelt sich in einer sehr niedrigen Kopplung wieder. Durch die äußerst kompakte Bauweise der SPL erzielt diese den besten Kopplungsfaktor. Die übertragene Wirkleistung ist von der konstanten Eingangsspannung, und dem Eingangswiderstand abhängig. Wie Abbildung 12 zeigt, ist die transformierte Last für höhere Kopplung kleiner, was wiederum in einer höheren übertragenen Leistung resultiert.

Für den Fall, dass ein Primärspulenfeld immer nur dann eingeschaltet wird, wenn sich ein Fahrzeug über ihm befindet, beträgt die effektive Ladezeit der Variante LWL 95%, für die Varianten SL und SP wird diese zu 45% bzw. 25% angenommen. Durch die kleineren Abmessungen der Variante SL und SPL erlaubt dies eine effizienter Ansteuerung, was im Vergleich zu der Konfiguration LWL einen kleineren Energiebedarf bedeutet.

Aufgrund des günstigen Kopplungsfaktors, wenig Blindleistungsaufnahme und dem besten Wirkungsgrad, erzielt die die SPL verglichen mit den Varianten SL und LWL das wohl beste Ergebnis [13].

## 6 Zusammenfassung und Ausblick

Die Vorteile des induktiven Ladens gegenüber der heute gängigen kabelgebundenen Energieübertragung wurden am Anfang des Papers erläutert. Allerdings zeigen die darauffolgenden Kapitel klar, dass die induktive Energieübertragung kein triviales Thema ist. Für eine effiziente Energieübertragung, müssen alle Einzelkomponenten des Energieübertragungssystems aufeinander abgestimmt werden. Folglich nützt z.B. eine sehr effiziente Leistungselektronik nur wenig, wenn der Abstand zwischen Primärspule - und Sekundärspule zu groß gewählt ist. Neben den Herausforderungen der technischen Umsetzung, müssen auch Hersteller von EF eine einheitliche Norm definieren, die den Aufbau der Sekundärseitigen Induktivität und den Abstand zur Primärspule beschreibt. Da selbst bei definierter und identischer Sekundärseitigen Induktivität die Fahrzeuge, durch versetztes Abstellen im statischen und versetztes Fahren im dynamischen Fall, nicht exakt über der Sendeeinheit platziert sind, ist die Frequenzregelung in einem bestimmten Bereich sinnvoll. In Kapitel 5 wurde eine Fallstudie zum dynamischen Laden gezeigt. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass es von Vorteil ist, die Größe der primären Leiterschleifen im Fahrbahnbelag in der Größenordnung von ca. 0,5 m zu wählen.

## 7 Literatur

- [1] Sebastian Schraven, Fabian Kley, Martin Wietschel, „Induktives Laden von Elektromobilen – Eine techno-ökonomische Bewertung,“ *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Nr. 35, p. 217, 2011.
- [2] B. Transportation, „primove,“ [Online]. Available: <http://primove.bombardier.com/de/anwendungen/pkws/>. [Zugriff am 7.12.2013].
- [3] H. Kindler und K.-D. Haim, Grundzusammenhänge der Elektrotechnik, 1. Aufl Hrsg., Wiesbaden: Vieweg, 2006, pp. XI, 295 S..
- [4] K. Küpfmüller, G. Kohn und W. Mathis, Theoretische Elektrotechnik und Elektronik, 15., korrigierte Aufl Hrsg., Berlin; Heidelberg; New York; Barcelona; Hongkong; London; Mailand; Paris; Singapur; Tokio: Springer, 2000, pp. XIII, 645 S..
- [5] C. Duan, C. Jiang, A. Taylor und K. Bai, „Design of a zero-voltage-switching large-air-gap wireless charger with low electrical stress for Plug-in Hybrid Electric Vehicles,“ pp. 1-5.
- [6] A. Farschtschi, Elektromaschinen in Theorie und Praxis, 2., aktualisierte und erw. Aufl Hrsg., Berlin; Offenbach: VDE-Verl., 2007, p. 730 S..
- [7] B. Schmuelling, S. G. Cimen, T. Vossnagen und F. Turki, „Layout and operation of a non-contact charging system for electric vehicles,“ pp. LS4d.4-1-LS4d.4-7.



- [8] Hu A. P., Selected Resonant Converters for IPT Power Supplies, Univ. Auckland, 2001.
- [9] S.-H. Lee und R. D. Lorenz, „Development and validation of model for 95% efficiency, 220 W wireless power transfer over a 30cm air-gap,“ pp. 885-892.
- [10] A. Kurs, A. Karalis, R. Moffatt, J. D. Joannopoulos, P. Fisher und M. Soljacic, „Wireless Power Transfer via Strongly Coupled Magnetic Resonances,“ *Science*, Bd. 317, Nr. 5834, pp. 83-86, 2007.
- [11] D. M. Pozar, Microwave engineering, 4. ed Hrsg., Hoboken, NJ: John Wiley, 2012, p. 732.
- [12] T.-S. Chan und C.-L. Chen, „A Primary Side Control Method for Wireless Energy Transmission System,“ *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers*, Bd. 59, Nr. 8, pp. 1805-1814, 2012.
- [13] M. Yilmaz, V. T. Buyukdegirmenci und P. T. Krein, „General design requirements and analysis of roadbed inductive power transfer system for dynamic electric vehicle charging,“ pp. 1-6.

# Polymerelektrolytbrennstoffzelle als Range Extender für elektrisch betriebene Fahrzeuge

## Polymer Electrolyte Fuel Cell as Range Extender for electrically operated vehicles

B.Eng. Dominic Vucaj, HTWG Konstanz, Konstanz, Deutschland, dominic.vucaj@htwg-konstanz.de  
B.Eng. Jan Mayer, HTWG Konstanz, Konstanz, Deutschland, jan.mayer@htwg-konstanz.de

### Kurzfassung

Elektrofahrzeuge erreichen bisher nur einen Bruchteil der Reichweite von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor. Diese Unzulänglichkeit ist der Akkumulator-Technologie geschuldet, welche derzeit noch keine ausreichenden Kapazitäten zur Energiespeicherung bietet. Die Untersuchung soll aufzeigen, ob eine Brennstoffzelle sinnvoll zur Erhöhung der Reichweite eingesetzt werden kann. Als Range Extender versteht man hier die Brennstoffzelle als Zusatzaggregat, welches die Reichweite eines Fahrzeuges erhöht.

### Abstract

Electric vehicles have only reached a fraction of the range of vehicles with internal combustion engines. This deficiency is due to the battery technology, which currently does not provide sufficient capacity for energy storage. The study aims to show whether a fuel cell (FC) can be usefully implemented to increase the range. As a Range Extender the fuel cell is understood as an auxiliary unit, which increases the range of a vehicle.

## 1 Einleitung

Die Elektromobilität gilt als einer der Schlüsselfaktoren zu ressourcenschonendem Energiehaushalt und zur drastischen Reduktion des Schadstoffausstoßes weltweit. Um sich jedoch auf dem Markt erfolgreich behaupten zu können, müssen Elektrofahrzeuge ähnliche Reichweiten ohne Komforteinbußen bieten wie mit fossilen Brennstoffen angetriebene Fahrzeuge. Dazu setzen Forschung und Entwicklung ein Hauptaugenmerk auf das Gebiet der Energiespeicherung. Die Erkenntnis, dass mit aktueller Akkumulator-Technologie die Anforderungen an Reichweite und Komfort allein nicht gedeckt werden können, veranlasst zum Entwickeln alternativer Energieversorgungssysteme. Ein möglicher Ansatz ist die Kombination eines Batteriespeichers mit einer Polymerelektrolytbrennstoffzelle (Polymer Electrolyte Fuel Cell – PEFC) und Wasserstofftank. Daraus ergibt sich ein redundantes Energieversorgungssystem, welches mit einer intelligenten Regelung eine signifikante Erhöhung der Fahrtreichweite erzielen kann.

## 2 Klassifizierung von Hybridkonzepten

Wird ein Fahrzeug mit einer Brennstoffzelle als Range Extender ausgestattet, gilt es nicht mehr als klassisches Elektrofahrzeug, sondern zählt zu den hybridangetriebenen Fahrzeugen. „Nach der Festlegung in IEC/TC69 (International Electrotechnical Commission/Technical

Committee 69) verfügt ein Hybridantrieb über mindestens zwei verschiedene (fahrzeugeigene) Energiewandler sowie zwei verschiedene Energiespeicher, die zu Traktionszwecken eingesetzt werden“ [1]. Weitere Definitionen für Hybridfahrzeuge werden unter anderem durch die EU-Norm ECE-R83 [2] oder von der Society of Automobile Engineers (SAE) beschrieben. Die SAE R1715 definiert: „Ein Hybridfahrzeug besteht aus zwei oder mehr Energiespeichern mit ihren dazugehörigen Energiewandlern, die wahlweise gemeinsam oder jeweils getrennt das Fahrzeug antreiben“ [3].

Verfügt ein Fahrzeug nun über mehrere Energiequellen, so gibt es unterschiedliche Strategien, wie diese optimal genutzt werden können. Prinzipiell wird hierbei nach der Anordnung entlang des Antriebsstranges kategorisiert.

### 2.1 Paralleler Hybrid

Bei einem parallelen Hybrid sind zwei unterschiedliche Antriebsaggregate entlang der Antriebsachse miteinander verbunden. In **Bild 1** ist die Kombination eines Elektromotors mit einem Verbrennungsmotor als Beispiel zu sehen. Da es sich beim parallelen Hybrid um eine mechanische Kopplung am Antriebsstrang handelt, ist dieses Konzept für den Einsatz einer Brennstoffzelle ungeeignet, da hier keine mechanische Leistung zur Verfügung steht.

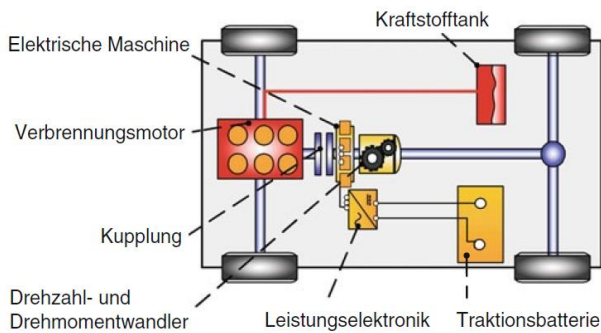


Bild 1 Konzept eines parallelen Hybrid [1]

## 2.2 Serieller Hybrid

Ein serieller Hybrid verfügt typischerweise nur über ein Antriebsaggregat und wird lediglich aus zwei unterschiedlichen Energiespeichern und zugehörigem Wandler gespeist. **Bild 2** zeigt das Prinzip für ein Hybridfahrzeug mit Verbrennungsmotor.

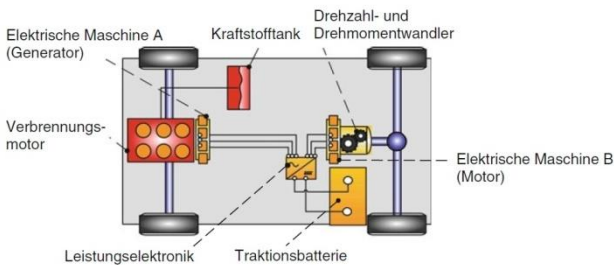


Bild 2 Konzept eines seriellen Hybrid [1]

Der Verbrennungsmotor treibt einen Generator an, welcher die Batterie lädt oder den Elektromotor antreibt. Dieses Konzept kann auch auf ein Hybridfahrzeug mit Brennstoffzelle und Batteriespeicher angewendet werden. Dabei wird der Kraftstofftank durch eine Wasserstofftankanlage und der Verbrennungsmotor mit Generator durch eine Brennstoffzelle ersetzt. Von einem Range Extender spricht man dann, wenn die Brennstoffzelle eine geringere Leistung als der Antrieb hat und nur als Hilfsaggregat dient. Die primäre Energieversorgung wird durch einen Akkumulator realisiert.

## 3 Stand der Technik

Um das Konzept des Brennstoffzellen-Range-Extenders für Fahrzeuge umzusetzen, müssen aus der jeweiligen Menge verfügbarer, geeigneter Technologien diejenigen ausgewählt werden, welche die Anforderungen bestmöglich erfüllen.

### 3.1 Fahrzeuge mit Range Extender

Der Automobilhersteller Chevrolet betreibt in den USA eine Datenerhebung zur Leistung seines Elektrofahrzeugs Volt, die mit der Auslieferung der ersten Modelle startete. Bei dieser Erhebung werden mehrmals täglich die Leistungsdaten von registrierten Nutzern eines Chevrolet

Volt abgerufen und online gespeichert. Von Interesse für die Statistik sind Werte wie der gesamte Meilenstand, die elektrisch zurückgelegten Meilen und der Spritverbrauch. Die aktuelle Statistik kann online unter [www.voltstats.net](http://www.voltstats.net) eingesehen werden [4].

Der Chevrolet Volt ist ein Elektrofahrzeug mit einem Verbrennungsmotor als Range Extender. Der Akku, mit einer elektrischen Energie von 16,5 kWh, reicht für eine Strecke von rund 38 Meilen (rund 60 km) rein elektrischer Fahrt. Mit Hilfe des Range Extenders lässt sich eine gesamte Strecke von 379 Meilen zurücklegen [5].

Einer Studie der National Household Travel Survey zufolge fährt ein amerikanischer Bürger im Schnitt nur 29 Meilen pro Tag [6], was mit dem Volt rein elektrisch machbar ist. Aus den Daten von VoltStats geht hervor, dass im Schnitt rund 80 % aller Fahrten rein elektrisch zurückgelegt werden können. Längere Fahrten, welche die Unterstützung des Range Extenders erfordern, werden mit einer durchschnittlichen Reichweite von 70,35 Meilen pro Gallone (entspricht einem Verbrauch von  $\approx 3,3$  l/100 km) zurückgelegt [4]. Dies ist ein wesentlich geringerer Verbrauch als bei aktuellen Verbrennungsfahrzeugen üblich. Die Vorteile sind offensichtlich, der geringe Kraftstoffverbrauch wirkt sich positiv auf die Betriebskosten sowie auf die Schadstoffemissionen aus. Gleichzeitig ist eine hohe Flexibilität und Verfügbarkeit des Fahrzeugs gewährleistet.

Durch den Einsatz einer Brennstoffzelle anstatt eines Verbrennungsmotors ist es denkbar, sogar ein komplett lokal emissionsfreies Fahrzeug zu konstruieren, welches dieselben Vorteile aufweist.

### 3.2 Elektrische Energiespeicher

Die seit einigen Jahren etablierten Lithium-Ionen Akkumulatoren (Akkus) sind die bevorzugten Energiespeicher für Elektrofahrzeuge. Sie bieten eine hohe Energiedichte, einen hohen Wirkungsgrad und haben eine geringe Selbstentladung. Aktuelle, praktisch einsetzbare Akkumulatoren haben eine Energiedichte von ca. 120 - 150 Wh/kg. Für ein anwendungstaugliches Akku-Pack ergibt sich jedoch ein hohes Gewicht von mehreren hundert Kilogramm. Ein weiterer Nachteil ist, dass abhängig von Jahreszeit, Witterung und Fahrweise die Leistung eines Akkus stark schwanken kann. Neue Technologien auf Basis von Lithium-Schwefel oder Lithium-Sauerstoff versprechen zwar Energiedichten von bis zu 850 Wh/kg, jedoch werden diese Technologien voraussichtlich erst in 15-20 Jahren produktreif sein [7]. Wasserstoff besitzt, bezogen auf seine Masse, von allen Elementen die höchste Energiedichte. Sie beträgt 33,3 kWh/kg, was rund dem 220-fachen eines Lithium-Ionen-Akkus entspricht [8]. Aufgrund des geringen Gewichts eines Wasserstoffatoms hat Wasserstoff bei Normaldruck jedoch ein sehr großes Volumen. Wird der Wasserstoff nun unter hohem Druck gespeichert, so lässt sich dieser durch die Kompression in einer vernünftigen Menge in Fahrzeugen mitführen um damit eine Brennstoffzelle zu betreiben.

**Bild 3** und **Bild 4** zeigen Vergleiche der Energiedichten verschiedener Stoffe.

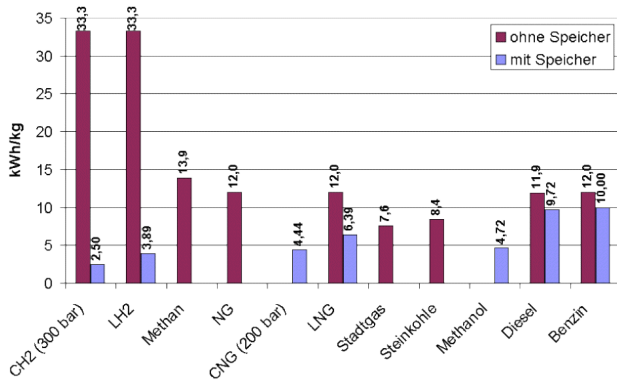


Bild 3 Massebezogene Energiedichte in kWh/kg [9]

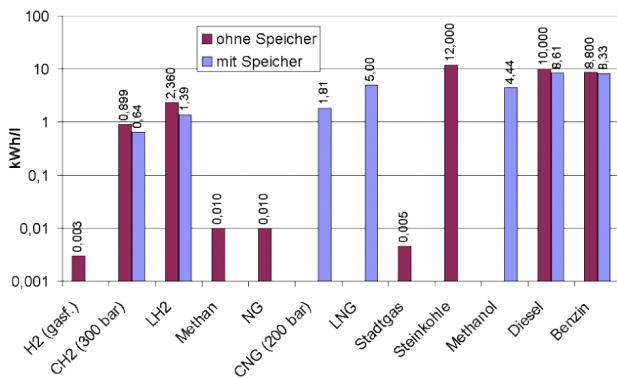


Bild 4 Volumenspezifische Energiedichte in kWh/l [9]

### 3.3 Brennstoffzellensysteme

Aktuell sind sechs Brennstoffzellentechnologien am Markt verfügbar:

- Alkalische Brennstoffzelle (AFC)
- Polymerelektrolyt-Brennstoffzelle (PEFC)
- Direkt-Methanol-Brennstoffzelle (DMFC)
- Phosphorsäure-Brennstoffzelle (PAFC)
- Karbonatschmelzen-Brennstoffzelle (MCFC)
- Oxidkeramische Brennstoffzelle (SOFC)

Von den sechs verfügbaren Brennstoffzellentypen bietet sich aufgrund ihrer Eigenschaften jedoch nur der Einsatz der Direkt-Methanol-Brennstoffzelle oder der Polymerelektrolyt-Brennstoffzelle für Fahrzeuge an, was im Folgenden erläutert wird. Da die DMFC Methanol als Brenngas verwendet, trägt sie durch Schadstoffausstoß in Form von Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) nicht zur Energiewende bei. In diesem Punkt besitzt die PEFC den Vorteil, dass sie als Nebenprodukte lediglich Abluft, Wasserdampf und Abwärme ausstößt und somit umweltschonend arbeitet.

„Umfangreiche well-to-wheel Analysen haben zu dem Fazit geführt, dass nur Wasserstoff als Kraftstoff alle Vorteile der Brennstoffzellentechnologie garantieren kann,

vorzugsweise bei Erzeugung aus regenerativen Energiequellen“ [10, p. 19].

Die alkalische Brennstoffzelle benötigt als Brenngas reinen Wasserstoff und als Oxidationsmittel reinen Sauerstoff, da das in der Luft enthaltene Kohlendioxid mit dem alkalischen Elektrolyt zu Kaliumcarbonat reagiert, das schlecht löslich ist und die Poren der porösen Gasdiffusionselektroden bereits nach kurzer Zeit blockiert. Zum Betrieb müsste also ein weiteres Tanksystem mit reinem Sauerstoff mitgeführt werden.

Die Phosphorsäure-Brennstoffzelle besteht aus mehr Komponenten als eine PEFC und nutzt eine Säure als Elektrolyt, die bei einem Unfall möglicherweise austreten kann.

Hochtemperatur-Brennstoffzellen wie die Karbonatschmelzen-Brennstoffzelle (650 °C) und die oxidkeramische Brennstoffzelle (800-1000 °C) eignen sich aufgrund ihrer hohen Betriebstemperaturen und Baugrößen nicht für mobile Anwendungen.

Somit ergibt sich, dass die Eigenschaften der PEFC diese zur besten Wahl der verfügbaren Brennstoffzellentechnologien für mobile Anwendungen machen. Des Weiteren wird in allen reinen Brennstoffzellenfahrzeugen, die heute als Prototypen von Automobilherstellern gebaut werden, eine PEFC als Energiequelle eingesetzt. Dadurch ist sichergestellt, dass diese für die Anwendung in Fahrzeugen bereits ausreichend erprobt wurde. Es liegt daher nahe, die PEFC auch für die Verwendung als Range Extender einzusetzen.

Die Membran einer PEFC ist eine protonenleitende Folie und übernimmt die Funktion des Elektrolyten, des Katalysatorträgers und des Separators für die gasförmigen Reaktanten. Auf der Anodenseite wird Wasserstoff (H<sub>2</sub>) am Katalysator in zwei Wasserstoffprotonen (2H<sup>+</sup>) und zwei Elektronen (2e<sup>-</sup>) aufgeteilt. Die Wasserstoffprotonen diffundieren durch die Membran hindurch zur Kathodenseite, die Elektronen fließen über den Schaltkreis und den Verbraucher zur Kathode. Auf der Kathodenseite verbinden sich die beiden Wasserstoffprotonen wieder mit den beiden Elektronen und einem Sauerstoffatom (O) zu Wasser (H<sub>2</sub>O) [10, pp. 9-15].

### 3.4 Wasserstoffspeichersysteme

„Brennstoffzellen können mit verschiedenen Treibstoffen betrieben werden. PEM-Brennstoffzellen, wie sie heute in Kraftfahrzeugen eingesetzt werden, müssen allerdings mit Wasserstoff oder wasserstoffreichem Gas versorgt werden“ [10, p. 124]. „Für die Nutzung von Brennstoffzellen als Energiequelle eines Kraftfahrzeugs muss der für den Betrieb benötigte Wasserstoff gespeichert an Bord mitgeführt werden. An den Speicher werden verschiedene Anforderungen gestellt, wobei man sich weltweit an den Vorgaben des US Department of Energy (DOE) als Zielvorgaben orientiert. Diese Anforderungen können bis jetzt aber nur unvollkommen erfüllt werden. Die wichtigsten technischen Ziele sind:

- Begrenzung der  $H_2$ -Verluste, die z.B. durch Permeation von  $H_2$  durch die Speicherwand entstehen.
- Hohe gravimetrische und volumetrische Speicherdichte, d.h. gespeicherte  $H_2$ -Masse bezogen auf das Gewicht bzw. das Volumen des Speichers.
- Fahrstrecke größer als 500 km zwischen zwei Tankstopps. Dafür ergibt sich eine notwendige  $H_2$ -Speichermenge von mindestens 5 kg.
- Vollständige Betankung innerhalb weniger Minuten.
- Sicherheit im Betrieb und bei Unfällen (z.B. bei Freisetzung von  $H_2$  hinsichtlich der Brennbarkeit und Toxizität des Speichermaterials)“ [11, pp. 75 - 76].

Bei derzeitig erhältlichen Speichersystemen wird zwischen folgenden Varianten unterschieden:

- Flüssigwasserstoffspeicherung ( $LH_2$ )
- Druckwasserstoffspeicherung ( $CGH_2$  oder  $CH_2$ )
- Kryodruckspeicher (Mischform aus  $LH_2$ - und  $CH_2$ -Speicherung)
- Wasserstoffspeicherung in Metallhydriden (MH)
- Wasserstoffspeicherung in chemischen Hydriden
- Carbon-Nanofaserspeicherung (CNF)

Ein Überblick über das Speichervermögen der einzelnen Wasserstoffspeicher ist in **Bild 5** zu sehen.

In Flüssigwasserstoffspeichersystemen wird der Wasserstoff verflüssigt (Temperatur  $< 20,4$  K) in doppelwandigen Vielschicht-Vakuum-Superisolations-Behältern gespeichert. Zur Verflüssigung werden ca. 30 % der enthaltenen Energie benötigt.

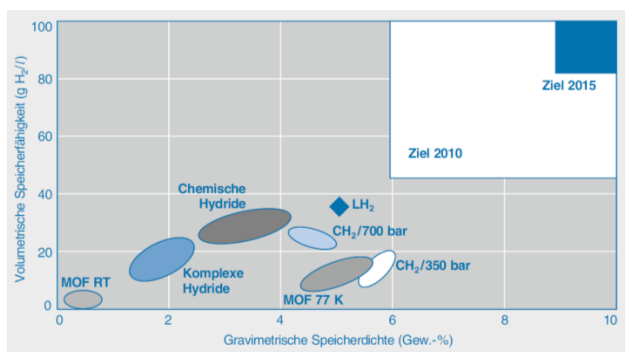


Bild 5 Gravimetrische und volumetrische Speicherdichte von Wasserstoffspeichern [11, p. 75]

In der Gasversorgung kommen Druckwasserstoffbehälter bereits seit vielen Jahren zum Einsatz und werden bereits wie die PEFC in den Prototypen von reinen Brennstoffzellenfahrzeugen verbaut. Ein solcher Behälter speichert Wasserstoff bei 700 bar, besteht aus Kunststoff oder Aluminium und ist mit hochfesten Karbonfasern umwickelt. Die breite Verwendung dieser Technologie in Prototypen hat zur Folge, dass sämtliche nötigen Sicherheitseinrichtungen bestens getestet sind.

Metallhydridspeicher nehmen durch eine thermische Behandlung der Legierung Wasserstoff auf. Es ist ein niedriger Betriebsdruck nötig, was zu einer Vereinfachung der Sicherheitsvorrichtungen gegenüber Druckspeichersystemen führt. Der Vorteil einer hohen volumetrischen Speicherdichte steht dem Nachteil der niedrigen gravimetrischen Speicherdichte entgegen. Ein weiterer Effekt ist, dass sich Metallhydridspeicher bei Entnahme von Wasserstoff abkühlen, was zu einer inhärenten Sicherheit führt, da sich das Auslassventil oder Leck bei einer hohen Freisetzungsrates langsam vereist und so den Volumenstrom verringert.

## 4 Technische Realisierung eines Range Extenders

Einige große Automobilkonzerne haben bereits Serienfahrzeuge im Angebot, welche mit einem Range Extender ausgestattet sind. Hierbei handelt es sich jedoch üblicherweise um ein Elektrofahrzeug mit einem Verbrennungsmotor, welcher einen Generator zur Stromerzeugung antreibt. Diese Kombination ermöglicht unterschiedliche Fahrstrategien, abhängig von der Fahrweise und dem Batterieladestand.

### 4.1 Der Verbrennungsmotor als Range Extender

Der Opel Ampera ist ein Elektrofahrzeug mit einem Verbrennungsmotor als Range Extender, welches zur Optimierung des Wirkungsgrades in vier verschiedenen Betriebsmodi arbeitet. Im ersten Modus wird rein elektrisch gefahren, der Hauptantrieb wird durch den Akku gespeist. Im zweiten Modus wird der Generator als zusätzlicher elektrischer Antrieb genutzt, welcher ebenfalls durch den Akku gespeist wird. Der dritte Modus beschreibt den normalen Range Extender Betrieb. Sinkt der Ladezustand des Akkus unter einen bestimmten Grenzwert, wird der Verbrennungsmotor genutzt um den Generator anzutreiben. Ziel ist es, die Restladung des Akkus in einem bestimmten Bereich stabil zu halten, ihn aber nicht aufzuladen. Wird im Range Extender Betrieb nun mehr Leistung benötigt, kann im vierten Modus der Verbrennungsmotor noch zusätzlich mechanisch an den Antriebsstrang gekoppelt werden.

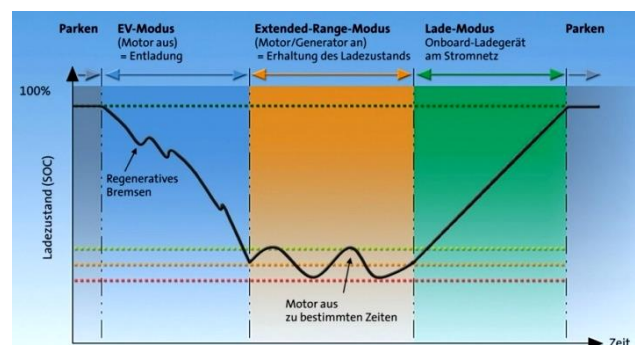


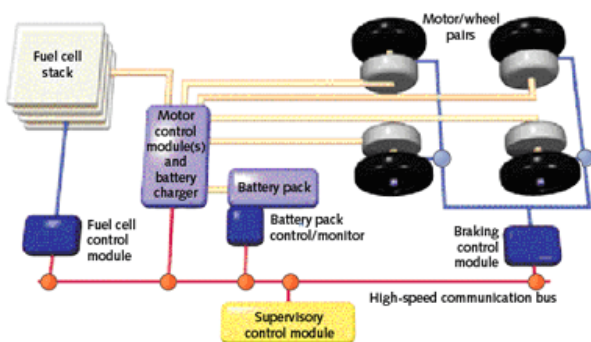
Bild 6 Steuerung des Range Extenders in Abhängigkeit von Fahrweise und Ladezustand der Batterie [12]



**Bild 6** zeigt die Steuerung des Range Extenders in unterschiedlichen Betriebsmodi [12]. Der Vorteil dieser Strategien ist, dass sowohl der Elektromotor als auch der Verbrennungsmotor überwiegend in einem günstigen Arbeitspunkt betrieben werden können. Dadurch lässt sich der Wirkungsgrad im Gesamten anheben.

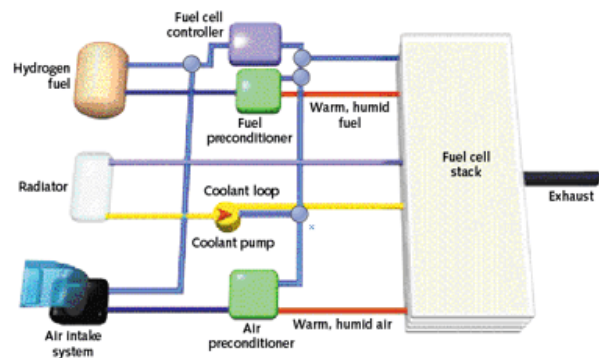
## 4.2 Die Brennstoffzelle als Range Extender

Soll nun eine Brennstoffzelle als Range Extender eingesetzt werden, ist nur ein serielles Konzept denkbar, da die chemische Energie des Wasserstoffs direkt in elektrische Energie umgewandelt wird. Die Zwischenwandlung in kinetische Energie wie beim Verbrennungsmotor bleibt aus. Da prinzipiell nur noch Elektromotoren verbaut sind, wird kein aufwändiges Getriebe mehr im Fahrzeug benötigt. **Bild 7** zeigt einen möglichen schematischen Aufbau für ein solches Konzept. Das Brennstoffzellensystem besteht neben der Brennstoffzelle selbst aus weiteren Nebenaggregaten, welche zum Betrieb notwendig sind. Ein Radiator erzeugt den notwendigen Luftstrom für die kathodenseitige Sauerstoffzufuhr. Über einen Wärmetauscher und einen Gas-Gas-Befeuchter werden die Temperatur und die Feuchtigkeit des Luftstroms an die Betriebsbedingungen der Brennstoffzelle angepasst. Die Luft muss auf ungefähr dieselbe Temperatur wie die Brennstoffzelle vorgeheizt werden und eine Feuchtigkeit zwischen 70 - 80 % haben um eine Beschädigung der Brennstoffzelle zu verhindern. Da der Wasserstoff meist bei einem höheren Druck gespeichert wird, muss der anodenseitige Zufuhrdruck auf ca. 2,5 bar gemindert werden. Über einen Kühlkreislauf wird der Brennstoffzellenstack auf einer homogenen Temperatur gehalten [11, pp. 69-74]. Der prinzipielle Aufbau eines Brennstoffzellensystems ist in **Bild 8** zu sehen.



**Bild 7** Aufbau eines Hybridfahrzeuges mit Brennstoffzellen-Stack und Batterie [13]

Zum Einsatz der Brennstoffzelle als Range Extender im Fahrbetrieb sind prinzipiell zwei unterschiedliche Strategien denkbar. Zum einen kann die Brennstoffzelle unabhängig vom Batterieladestand betrieben werden und somit eine Grundlastabdeckung realisieren. Die Brennstoffzelle kann dabei in einem optimalen Arbeitspunkt konstant betrieben werden.



**Bild 8** Brennstoffzellenstack mit dazugehöriger Peripherie [13]

Dadurch vermindert sich die Belastung der Batterie und die Entladung wird geringer. Ist aber der Leistungsbedarf der elektrischen Verbraucher im Fahrzeug insgesamt kleiner als die zur Verfügung gestellte Leistung der Brennstoffzelle, so wird die Batterie geladen. Durch die geringere Belastung der Batterie ist ein Anstieg der Lebensdauer ebendieser zu erwarten. Im Zuge des nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie werden in der Bundesrepublik Deutschland 20 elektrische Nutzfahrzeuge mit Brennstoffzellen Range Extender erprobt. Diese von der Firma Proton Motor Fuel Cell GmbH entwickelten Fahrzeuge sind mit einem elektrischen Antrieb mit einer Leistung von 120 kW und einer Batterie mit einer elektrischen Energie von 80 kWh ausgestattet. Die eingebaute Brennstoffzelle hat eine Leistung von 7 kW und der Tank mit 5 kg Wasserstoff entspricht einem Energieäquivalent von ca. 75 kWh. Die rein elektrische Fahrleistung des Nutzfahrzeuges beträgt rund 100 km, mit dem Rang Extender lässt sich die Reichweite jedoch auf über 200 km erhöhen [14].

Alternativ kann die Brennstoffzelle auch abhängig vom Batterieladestand gesteuert werden. Hier ist dann die Aufgabe der Brennstoffzelle den Ladestand unterhalb eines gewissen Schwellwerts in einem Intervall konstant zu halten. Die Steuerung der Brennstoffzelle sieht in diesem Fall ähnlich aus wie die in **Bild 6** gezeigte Steuerung des Range Extenders. Dies schont ebenfalls die Belastbarkeit der Batterie und erhöht deren Lebensdauer. Ziel ist es jedoch nicht, die Batterie über die Brennstoffzelle zu laden, sondern lediglich ausreichend Leistung zur Verfügung zu stellen um weiterfahren zu können. Abhängig von der Fahrweise kann es jedoch sein, dass die Batterie weiter entladen wird, daher muss im Range Extender Betrieb die Motorleistung elektronisch abgeriegelt werden. Daraus folgt eine Beeinträchtigung der Fahrdynamik, da eine Fahrt mit hohen Geschwindigkeiten unter Umständen nicht mehr möglich ist.

Ein Vorteil der Brennstoffzelle gegenüber reinen Batteriespeichern ist, dass ein Wasserstofftank in einem Bruchteil der Zeit, die eine Batterieladung in Anspruch nimmt, wieder aufgefüllt werden kann. Dadurch ergibt sich eine höhere Flexibilität und Verfügbarkeit des Fahrzeugs. Dies kann ebenfalls als Erhöhung der Reichweite

empfangen werden, wenn auf einer Reise Wasserstoff in kurzer Zeit nachgetankt werden kann. Dieser Aspekt nimmt indirekt Einfluss auf die Reichweite, da Tank- / Ladestopps zeitlich verkürzt werden können. „Da für das Brenngas Wasserstoff derzeit noch keine Infrastruktur besteht, wird die erfolgreiche Einführung von Brennstoffzellenfahrzeugen eng mit dem Aufbau der Infrastruktur verknüpft sein. Lediglich für Flottenfahrzeuge ist die Versorgung mit Wasserstoff an wenigen zentral positionierten Tankstellen heute schon möglich“ [10, p. 19].

## 5 Energiebilanz der Technologien

Beim Brennstoffzellenfahrzeug muss für einen Vergleich der Energiebilanz mit einem batteriebetriebenen Fahrzeug die Produktion des Wasserstoffes durch Elektrolyse berücksichtigt werden. Diese besitzt, wie die Brennstoffzelle selbst, nur einen Wirkungsgrad von ca. 50 %. Wird die chemische Energie des Wasserstoffes nun in der Brennstoffzelle wieder in elektrische Energie zurückgewandelt, ergibt sich, dass die vierfache Menge elektrischer Energie gegenüber einem rein batteriebetriebenen Elektrofahrzeug aufgewendet werden muss [15, p. 227]. Die Energiebilanz wird in Bild 9 dargestellt.

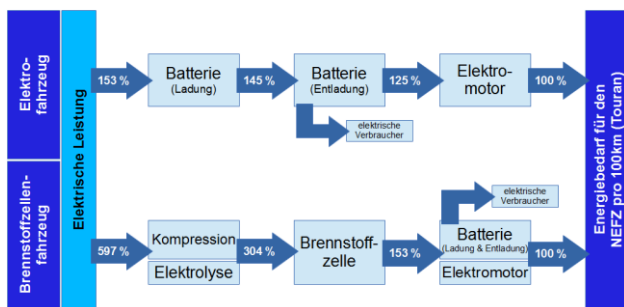


Bild 9 Energiebilanz von Brennstoffzellen- gegenüber batteriebetriebenen Fahrzeugen [15]

Es entsteht somit der Anspruch, effiziente Methoden zur Wasserstoffproduktion zu finden, um Brennstoffzellen als Range Extender im Sinne der Energiewende einzusetzen. Power-to-Gas ist beispielsweise ein hervorragender Ansatz, nicht benötigte Energie – wie z.B. Windkraft aus Offshore-Windparks bei Nacht – zu speichern. Wird hierfür die Elektrolyse von Wasser gewählt, kann die Energie genutzt werden um Wasserstoff herzustellen. Der Wirkungsgrad der Elektrolyse und anschließender Kompression ist zwar nicht sonderlich hoch (siehe **Bild 9**), allerdings spielt dies bei ansonsten nicht genutzten Energiequellen keine Rolle. Der Wasserstoff kann gespeichert und anschließend wieder für den Betrieb von Brennstoffzellen in Fahrzeugen oder Blockheizkraftwerken (BHKW) eingesetzt, für industrielle Zwecke verwendet oder zu Erdgas synthetisiert werden. [16]

## 6 Zusammenfassung

Ein deutscher Bürger legt im Durchschnitt ca. 40 km pro Tag mit einem Fahrzeug zurück [17]. Der Entwicklungsstand bei Brennstoffzellen, H<sub>2</sub>-Tanksystemen und Batteriespeichern ist aktuell soweit, dass sich Elektrofahrzeuge konstruieren lassen, die diese Strecke problemlos abdecken. Bisher fehlt es jedoch überwiegend an der Akzeptanz des Verbrauchers, da höhere Reichweiten gewohnt sind, und auch diese von einem Elektrofahrzeug erwartet werden. Diese Erwartung kann mit einem Range Extender erfüllt werden, wobei dafür häufig noch Verbrennungsmotoren eingesetzt werden. Im Zuge der Energiewende ist der Einsatz einer Brennstoffzelle jedoch sinnvoller, da diese einen höheren Wirkungsgrad besitzt, der Brennstoff regenerativ hergestellt werden kann, keine schädlichen Emissionen entstehen und ein Großteil der täglichen Fahrleistung rein elektrisch zurückgelegt werden kann.

Aufgrund der bisher fehlenden Infrastruktur für die flächendeckende Versorgung mit Wasserstoff können sich jedoch reine Brennstoffzellenfahrzeuge, ebenso wenig wie Fahrzeuge mit einem Brennstoffzellen Range Extender, auf dem Markt kaum durchsetzen. Die technische Machbarkeit und deren Nutzen wurden aber unter anderem von Proton Motor Fuel Cell GmbH mit dem PM REX 7 demonstriert. Das Nutzfahrzeug erreicht mit Hilfe einer Brennstoffzelle eine Reichweitenerhöhung von bis zu über 100% [14].

Fraglich ist, ob die Reichweite durch den Range Extender gesteigert wird oder ob dieselbe Reichweite erzielt werden kann, wenn der Bauraum und die Masse des Range Extenders für zusätzliche Akkus verwendet werden würde. Hierzu fehlen jedoch bisher Studien, die diesen Aspekt untersuchen.

## Literaturverzeichnis

- [1] K. Reif, K. E. Noreikat und K. Borgeest, Kraftfahrzeug-Hybridantriebe - Grundlagen, Komponenten, Systeme, Anwendungen, Friedrichshafen, Esslingen, Aschaffenburg: Springer Vieweg, 2012.
- [2] UN/ECE-R83, „Einheitliche Bedingungen für die Genehmigung der Fahrzeuge hinsichtlich der Emission von Schadstoffen aus dem Motor entsprechend den Kraftstoffanforderungen des Motors,“ Belgien, 2011.
- [3] Society of Automobile Engineers, *SAE J1715: Hybrid Electric Vehicle (HEV) & Electric Vehicle (EV) Terminology*, 2008.
- [4] M. Rosack, „VoltStats,“ 2013. [Online]. Available: <http://www.voltstats.net/>. [Zugriff am 27. November 2013].
- [5] Chevrolet, „Chevrolet,“ [Online]. Available: <http://www.chevrolet.com/volt-electric-car.html>. [Zugriff am 27. November 2013].
- [6] U.S. Department of Transportation, „National Household

- Travel Survey,“ 2009. [Online]. Available: <http://nhts.ornl.gov/index.shtml>. [Zugriff am 27. November 2013].
- [7] VDE, „E-Mobility; Fahrzeugtechnik; Batteriesystem,“ [Online]. Available: <http://www.vde.com/de/e-mobility/fahrzeugtechnik/batteriesystem/seiten/default.aspx>. [Zugriff am 30. Oktober 2013].
- [8] S. Geitmann, Wasserstoff & Brennstoffzellen - Die Technik von Morgen, Überlingen: Hydrogeit Verlag, 2004.
- [9] D. A. Kabza, „PEMFC - proton exchange membrane fuel cell,“ 28. Januar 2005. [Online]. Available: <http://www.pemfc.de/hydrogen.html>. [Zugriff am 07. Dezember 2013].
- [10] A. Heinzel, F. Mahlendorf und J. Roes, Brennstoffzellen - Entwicklung, Technologie, Anwendung, Duisburg: C.F. Müller, 2006.
- [11] K. Reif, Konventioneller Antriebsstrang und Hybridantriebe mit Brennstoffzellen und alternativen Kraftstoffen, Friedrichshafen: Vieweg+Teubner, 2010.
- [12] A. Volmer, „all-electronics.de - Fertigung, Entwicklung, Automatisierung,“ 01. Oktober 2012. [Online]. Available: <http://www.all-electronics.de/texte/anzeigen/47751/Sofunktioniert-der-Opel-Ampera>. [Zugriff am 26. November 2013].
- [13] J. Lemieux, "embedded - cracking the code to systems development," 19. August 2003. [Online]. Available: <http://www.embedded.com/design/embedded/4006421/Design-challenges-of-hybrid-and-fuel-cell-electronics>. [Accessed 03. Dezember 2013].
- [14] K. Birk, „<http://www.brennstoffzelle-nrw.de>,“ 12. Dezember 2012. [Online]. Available: [http://www.brennstoffzelle-nrw.de/uploads/tx\\_pseventmanagement/08-Birk\\_BZ-Systeme\\_Proton\\_Motor\\_01.pdf](http://www.brennstoffzelle-nrw.de/uploads/tx_pseventmanagement/08-Birk_BZ-Systeme_Proton_Motor_01.pdf). [Zugriff am 04. Dezember 2013].
- [15] W. Steiger, I. Scholz und A. Riemann, „Die Elektrifizierung des Antriebsstranges - Ist die Batterie der Tod der Brennstoffzelle?,“ in *16. Aachener Kolloquium Fahrzeug- und Motorentechnik*, Aachen, 2007.
- [16] dena - Deutsche Energie-Agentur, „Strategieplattform Power to Gas,“ 2013. [Online]. Available: <http://www.powertogas.info/power-to-gas/strom-in-gas-umwandeln.html>. [Zugriff am 07. 12. 2013].
- [17] ADAC e.V., „Mobilität in Deutschland - Ausgewählte Ergebnisse,“ [Online]. Available: [http://www.adac.de/\\_mmm/pdf/statistik\\_mobilitaet\\_in\\_deutschland\\_0111\\_46603.pdf](http://www.adac.de/_mmm/pdf/statistik_mobilitaet_in_deutschland_0111_46603.pdf). [Zugriff am 07. Dezember 2013].

# Alternative Hybridsysteme und Antriebskonzepte zur Emissionsminderung in Kraftfahrzeugen

## Alternative hybrid systems and transmission concepts as tools to reduce emission in automobile applications

B. Eng Daniel Riedel, B. Eng Niklas Fritz, HTWG Konstanz, Konstanz, Germany,  
 dariedel@htwg-konstanz.de, nifritz@htwg-konstanz.de

### Kurzfassung

Neben den elektrischen Hybridsystemen wird derzeit an vielen weiteren Systemen, vor allem auf Basis von Schwungmassen- und Luftdruckspeichern, zur Emissionsverringern und Effizienzsteigerung durch Rückgewinnung von Bremsenergie oder alternativen Übertragungstechniken geforscht. Eine Gegenüberstellung dieser Technologien verdeutlicht deren Vor- und Nachteile. Hier sollen vor allem auf Druck- und Schwungmassenspeicher und die damit verbundenen Technologien und Konzepte behandelt werden. Dafür werden die Flywheel Systeme von *Volvo* und *Porsche* sowie auf die Pneumohybridtechnologie von *Peugeot-Citroën* eingegangen werden.

### Abstract

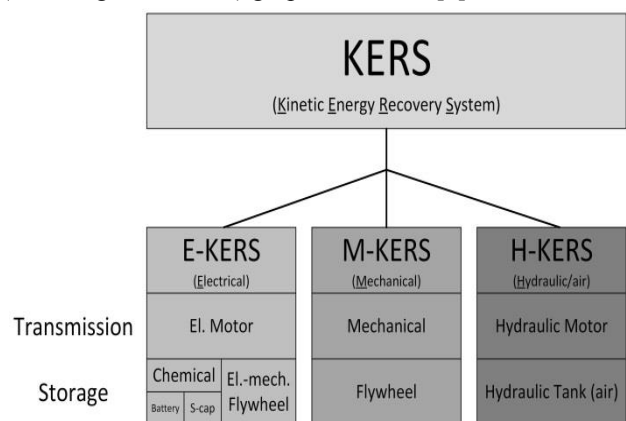
Besides the electrical hybrid systems, current research focuses on many other technologies, especially with flywheel and pressure systems as storage technology. Goal of this research is the reduction of emission of CO<sub>2</sub> and the efficiency enhancement by recovery of braking energy and alternative transmission technologies. A comparison of the different technologies elucidates their benefits and disadvantages. In this paper the main focus lies on the pressure and Flywheel systems and the related technologies and concepts. To clarify this, the flywheel concepts of *Porsche* and *Volvo* and the pressure technology of *Peugeot-Citroën* are further described.

## 1 Einleitung

Wenn man heutzutage von alternativen Antriebskonzepten spricht, ist meistens nur vom elektrischen Antrieb mit chemischer Energiespeicherung in Akkumulatoren die Rede. Das betrifft sowohl Antriebstechnik als auch die Rekuperation von Bremsenergie. Inzwischen gibt es jedoch einige technologisch relevante Konzepte, die teilweise sogar die Nutzung der Energie der Abgase beinhalten, die hier zum Teil dargelegt werden sollen. Diese Technologien sind vor allem deswegen interessant, weil diese im Vergleich zu einem reinen Elektrofahrzeug der heutigen Generation global emissionsärmer sind, da Elektrofahrzeuge derzeit nur lokal emissionslos sind. Aus diesem Grund können die alternativen Technologien als Übergangslösung dienen bis das Konzept der elektrischen Antriebe, insbesondere der Speicherung, ausgereift ist und die dafür benötigte Energie komplett aus regenerativen Energieträgern gewonnen werden kann.

Das Hauptaugenmerk dieser Arbeit gilt der bereits seit den 50er-Jahren des vergangenen Jahrhunderts im Automobil eingesetzten Technologie des Schwungrades (Mittlerer Zweig; M-KERS in Bild 1). Außerdem soll das von *PSA* (*Peugeot Société Anonyme*, französischer Automobilkonzern, der die Marken *Citroën* und *Peugeot* beinhaltet) entwickelte Luftdruckhybridsystem (Rechter Zweig; H-KERS in Bild 1) näher erläutert werden. Der wichtigste Unterschied der beschriebenen Technologien zu der

allgemein geläufigen Technologie der elektrischen Antriebe besteht darin, dass die Energie primär nicht in chemischer Form in Akkumulatoren, sondern in Form von kinetischer Energie oder mechanischer Spannung (Schwung oder Druck) gespeichert wird [1].



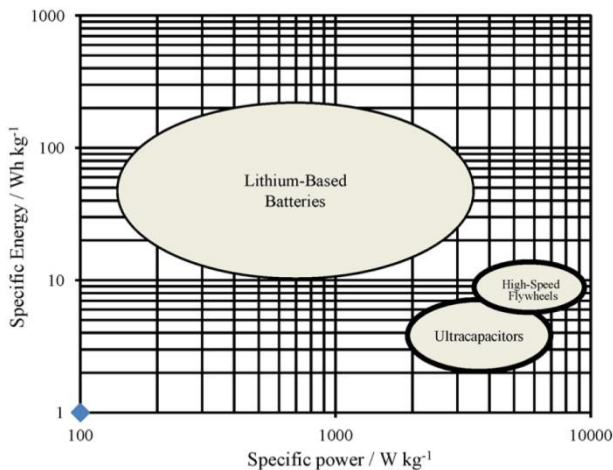
**Bild 1** Übersicht der gängigen KERS Technologien [3].

Diese Technologien erlauben es, bei gleicher Gesamtleistung den Verbrennungsmotor stark zu verkleinern oder die Gesamtleistung deutlich zu steigern. Dies hat direkt einen positiven Einfluss auf den Wirkungsgrad des Fahrzeugs. So kann mit den immer teurer werdenden fossilen Brennstoffen besser gehaushaltet werden.

## 2 Schwungmassenspeicher

### 2.1 Allgemeines

Die Technologie der Schwungmassenspeicher wurde bereits vor über 60 Jahren und seither im öffentlichen Nahverkehr immer wieder experimentell eingesetzt. In der Raumfahrttechnik werden Schwungmassenspeicher bereits breit eingesetzt, um Raumflugkörper während der Zeit auf der sonnenabgewandten Seite der Erde mit Energie zu versorgen. Aufgrund der erhöhten Nachfrage nach Energiespeichern in Kraftfahrzeugen (Kfz) ist dieses Konzept wieder in den Fokus der Forschung gerückt. Bild 2 verdeutlicht dabei, wie diese Technologie mit den Alternativen, hier Lithium-Ionen-Sekundärbatterien sowie Superkondensatoren im Verhältnis steht. Im Vergleich zu Lithium-Ionen basierten Speichern weisen die Schwungradspeicher zwar eine geringere Energiedichte, dafür aber eine höhere Leistungsdichte auf. Dadurch eignen sie sich vor allem zum kurzen Zwischenspeichern von geringen Energiemengen, die jedoch sehr schnell abgegeben werden können.



**Bild 2** Energie- und Leistungsdichte zur Einordnung von Schwungmassenspeichern in die bestehenden Technologien [2].

Generell werden bei Schwungmassenspeichern möglichst reibungsarm gelagerte Massen in Rotation versetzt. Um den Verlust zu minimieren, werden die Massen im beinahe luftleeren Raum oder sogar im Vakuum gelagert. Die Lagerung kann dabei mit Hilfe von einfachen, geschmierten Lagern, Kugellagern oder sogar Magnetlagern erfolgen. Diese Rotationsenergie kann dann entweder direkt, mittels Getriebe und Kupplung ohne Wandlung der Energie oder indirekt mittels Wandlung in elektrische Energie über einen elektrischen Generator entnommen werden.

Ein wichtiger Aspekt bei Schwungrädern ist die Sicherheit. Grundsätzlich stellen schnell rotierende Elemente eine große Gefahr dar, da bei einem Ausfall sehr schnell große Energien freigesetzt werden. Besonders im Automobil ist daher zu gewährleisten, dass sich bei einem Unfall keine Teile des Schwungrades lösen und eventuell Fahrgäste

verletzen können. Um dies sicherzustellen, werden die Schwungräder in hochfesten Stahlgehäusen gelagert, welche grundsätzlich bereits eine gewisse Sicherheit bieten. Zusätzlich werden viele Schwungmassenspeicher aus Karbonfasern gefertigt, welche in vielen verklebten Lagen übereinandergeschichtet werden. Dies bringt einerseits eine Gewichtsreduktion mit sich, was bedeutet, dass die Karbonräder tendenziell schneller drehen müssen (ca. 60'000–80'000 Umdrehungen pro Minute), und andererseits eine Verbesserung der Sicherheit, da sich bei einem Unfall die einzelnen Schichten aufspalten und keine massiven Teile herumgeschleudert werden können. Die Tatsache, dass Karbon ein hochfestes Material ist (deutlich fester als Stahl) ermöglicht gleichzeitig die höheren benötigten Umdrehungsgeschwindigkeiten.

Bei der Speicherung von Energie in Schwungmassenspeichern bestehen mehrere Möglichkeiten die Energiespeicherung zu realisieren. Entweder kann eine große Masse mit relativ geringer Geschwindigkeit bewegt werden oder eine geringe Masse mit einer sehr großen Rotationsgeschwindigkeit.

$$E_k = \frac{1}{2} * I * \omega^2 \quad (1)$$

$$I = \frac{1}{2} * r^2 * m \quad (2)$$

Aus den Formeln (1) und (2) ergibt sich, dass eine Erhöhung der Rotationsgeschwindigkeit quadratisch in den Energiegehalt des Schwungrades eingeht, eine Erhöhung der Masse jedoch nur linear. Diese Tatsache machen sich die Automobilingenieure zu Nutze, wodurch sehr leichte Konzepte entwickelt werden können, die dank hoher Drehzahl trotzdem sinnvolle Energiemengen zu speichern im Stande sind. Eine signifikante Erhöhung des Radius ist im Automobil trotz des quadratischen Einflusses aus Platzgründen und der Stabilität des rotierenden Körpers bei großen Radien und zugleich großen Drehzahlen nicht sinnvoll.

### 2.2 Volvo-Prototyp

Hauptgrund der Entwicklung eines KERS (Kinetic Energy Recovery System) bei Volvo ist die bis 2020 gesetzlich festgesetzte CO<sub>2</sub> Höchstgrenze von maximal 80g CO<sub>2</sub> pro Kilometer. Um diese Vorgaben einhalten zu können setzt *Volvo* auf das Konzept des Schwungmassenspeichers. Um komplizierte Getriebe mit zwei Antriebswellen und nur einer Abtriebswelle aus Kostengründen nicht verbauen zu müssen, überträgt Volvo die Kraft des KERS direkt auf die Hinterachse eines frontgetriebenen Fahrzeugs. *Volvo* testet dabei zwei unterschiedliche Systeme.

		System 1	System 2
Max. Drehmoment	[Nm]	1800	600
Gewicht Schwungrad	[kg]	6	5
Leistung	[kW]	60	15
Drehgeschwindigkeit	[U/min]	60000	50000
Gespeicherte Energie	[MJ]	0,54	0,21

**Tabelle 1** Basisdaten der *Volvo*-KERS [3].



Wichtig zu bemerken ist auch, dass die Übertragung der Energie zwischen Achse und Schwungmasse bei den beiden Systemen auf unterschiedliche Arten erfolgt.

Bei System 1 wird ein stufenloses Getriebe eingesetzt, das ein variables Übersetzungsverhältnis ermöglicht. Für das System 2 kommt ein kupplungsbasiertes zwei-Stufen-Getriebe zum Einsatz, bei dem mit Hilfe von drei Hochgeschwindigkeitskupplungen die Kraft mit kontrolliertem Schlupf übertragen wird. System 2 wird vor allem deswegen betrachtet, da Studien ergeben haben, dass mit 15 kW bereits die meisten Brems- und Beschleunigungsvorgänge abgedeckt werden können, um so die CO<sub>2</sub>-Bilanz zu verbessern. System 2 hat dabei durch das günstigere Getriebe einen klaren Kostenvorteil gegenüber System 1. Wegen der besseren Performance wird jedoch trotzdem System 1 eingesetzt.

*Volvo* testet die beiden Systeme jeweils in zwei verschiedenen Modi, einerseits im Performance-Mode, der darauf optimiert ist, mit Hilfe des KERS permanent eine bessere Performance des Fahrzeug bei gleicher Motorleistung zu gewährleisten und andererseits im Eco-Mode, der darauf ausgelegt ist, gleiche Performance bei reduziertem Verbrauch und geringeren Emissionen zu erreichen. Beim Performance-Mode wird darauf geachtet, dass stets Energie im Schwungrad gespeichert ist, um jederzeit in der Lage zu sein Energie für einen Beschleunigungsvorgang entnehmen zu können. Im Eco-Mode wird die komplette Speicherkapazität voll ausgenutzt, um maximales Einsparpotential zu generieren.

Die Tests haben ergeben, dass mit Hilfe eines KERS gleiche Leistungsdaten bei verkleinerten Motoren erreicht werden können. Siehe hierzu Tabelle 2.[3]

Fahrzeug	V60 T6	V60 T5	V60 T5
Motor	Volvo SI6 Turbo 3,0l 6-Zylinder	Volvo I4 Turbo 2,0l 4-Zylinder	Volvo I4 Turbo 2l 4-Zylinder + 60kW KERS
Leistung	227kW (308PS)	179kW (243PS)	179kW +60kW Boost (243PS+81PS Boost)
Beschleunigung von 0-100km/h [s]	6,2	7,7	<6,2
CO <sub>2</sub> Ausstoß im NED-C (Eco-Mode) [g/100km]	237	192	173
CO <sub>2</sub> Ausstoß im NED-C (Performance-Mode) [g/100km]	N/A	N/A	192

**Tabelle 2** Vergleich verschiedener Volvo-Antriebssysteme mit und ohne KERS [3]

Tabelle 2 bezieht sich ausschließlich auf das System 1. Der gefahrene Testzyklus (NED-C – New European Driving Cycle) ist ein Testzyklus, der den durchschnittlichen Fahrzeuggebrauch in Europa widerspiegeln soll.

Auffällig an dem Test ist, dass das System mit KERS bei um 48kW reduzierter Leistung des Verbrennungsmotors dieselben Beschleunigungswerte erreicht, jedoch um 27% reduzierten CO<sub>2</sub>-Ausstoß aufweist. Der reduzierte CO<sub>2</sub>-Ausstoß ist auch auf die Reduzierung des Motors von 6 auf nunmehr 4 Zylinder zurückzuführen.

### 2.3 Porsche-System

Im Gegensatz zu *Volvo* arbeitet *Porsche* nicht primär zu Einsparungszwecken an einem KERS, sondern um im Rennsport und auch in Sportwagen mehr Leistung generieren zu können. Das Einsparpotential wird hier eher als angenehmer Nebeneffekt betrachtet, da hierdurch seltener Boxenstopps eingelegt werden müssen. Ursprünglicher Grund für die Entwicklung des KERS war eine geplante Imageverbesserung der Formel 1, was Umweltschutz anbelangt. Besonders im Rennsport können kurze Leistungsschübe erhebliche Vorteile bringen, weswegen beispielsweise in der Formel 1 bereits ein auf Elektromotoren basierendes System zum Einsatz kommt. Als Energiespeicher wird in der Formel 1 ein Verbund aus Lithium-Akkumulatoren und Superkondensatoren eingesetzt. Die Superkondensatoren dienen dabei der schnellen Aufnahme der Energie und die Lithium-Akkumulatoren der eigentlichen Speicherung der Energie. Da die Beanspruchung der Batterien im Rennsport jedoch enorm sind, müssen in der Formel 1 die Lithium-Ionen-Akkumulatoren und Superkondensatoren nach jedem oder nach jedem zweiten Rennen, je nach Beanspruchung, ausgetauscht werden. Würde diese Technologie in einem Langzeitrennen (Beispielsweise 24h Rennen) eingesetzt, müssten die Akkumulatoren alle 8 Stunden getauscht werden [12]. Um diese Problematik zu umgehen, setzt *Porsche* auf ein System mit Schwungrad als Energiespeicher. Das System wurde ursprünglich von *Williams F1* für die Formel 1 entwickelt, konnte sich dort jedoch nicht durchsetzen. Daraufhin wurde das System von *Audi* und *Porsche* gekauft. Beide Hersteller haben das System bereits erfolgreich bei Ausdauerrennen eingesetzt, *Porsche* mit dem *911 GT3R Hybrid* und *Audi* mit dem *R18 e-tron quattro* [4]. Zusätzlich zur deutlich höheren Lebensdauer bringt die Schwungradtechnologie außerdem, durch die fortschrittlichen Karbonmaterialien, eine Gewichtsersparnis mit sich. Einer der hauptsächlichen Technologieunterschiede zu *Volvo* besteht darin, dass *Porsche* keine rein mechanische Übertragung vornimmt, sondern die beim Bremsen gewonnene Energie mit Hilfe von Generatoren in elektrische Energie wandelt, diese überträgt und mit Hilfe eines, direkt in das Schwungrad integrierten, Generators/Motors in Rotationsenergie im Schwungrad umwandelt. Die Entnahme der Energie aus dem Schwungrad erfolgt entsprechend in die Gegenrichtung, indem die Energie am Schwungrad in elektrische Energie gewandelt wird, welche wiederum die

elektrischen Maschinen an den Rädern antreibt. Diese Vorgehensweise wird dadurch ermöglicht, dass das Schwungrad bereits Permanentmagneten enthält, welche das Schwungrad direkt befähigen, als Rotor eines Elektromotors/Generators zu dienen. Vorteil dieser Vorgehensweise ist, dass teure und komplexe Getriebe und Kupplungen eingespart werden können. Der *Porsche 911 GT3R hybrid* zeigt dabei die in Tabelle 3 und Tabelle 4 aufgelisteten Leistungsdaten:

Elektrische Maschinen	Zwei permanenterregte Synchronmaschinen an der Vorderachse (wassergekühlt)
Leistung	2 x 75KW (2 x 101PS)
Maximale Drehzahl	15'000U/min

**Tabelle 3** Leistungsdaten der Zusatzmotoren im *Porsche 911 GT3R hybrid* [5]

Energiespeicher	Elektrischer Schwungradspeicher (ölgekühlt)
Dauerleistung	150kW (203PS)
Nutzbarer Energiegehalt	0,2kWh
Maximale Drehzahl	40'000U/min

**Tabelle 4** Leistungsdaten des Energiespeichers im *Porsche 911 GT3R hybrid* [5]

Diese Leistungsdaten ermöglichen dem Fahrzeug kurze, aber mit 150kW Leistung sehr starke Schübe für theoretisch bis zu 4,8 Sekunden bei 150kW Leistungsentnahme (in der Praxis 6s-8s bei reduzierter Leistung). Dies ergibt sich aus

$$t_{boost} = \frac{E_{nutz}}{P_{boost}} = \frac{(0,2 \cdot 3600) \text{ kWh}}{150 \text{ kW}} = 4,8 \text{ s} \quad (3)$$

Für einen Einsatz des Systems im Stadtverkehr ist diese Auslegung ungeeignet. Für den Rennsport jedoch bringt ein kurzer Schub beim Herausbeschleunigen aus einer Kurve einen großen Vorteil. [5]

### 3 Pneumatik-/Hydraulikhybridsysteme

#### 3.1 Allgemeines

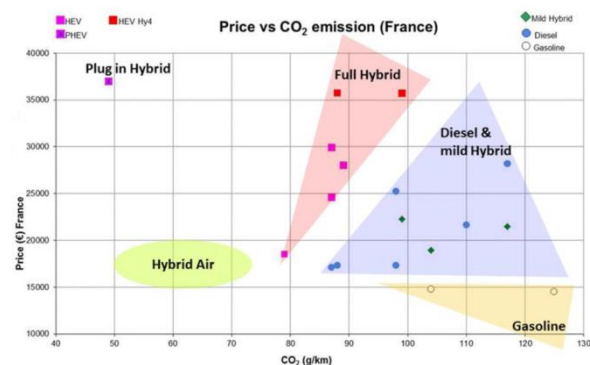
Schon seit längerem werden Hydraulikreihenhybridsysteme bei verschiedenen Fahrzeugen, wie etwa Baumaschinen oder auch den Lieferwagen des Paketdienstes UPS, eingesetzt. Dabei erzeugt ein herkömmlicher Verbrennungsmotor mittels einer Hydraulikpumpe Öldruck, der wiederum über einen Hydraulikmotor die Räder oder bei Baumaschinen auch die Ketten antreibt. Die Systeme werden also hintereinander und nicht parallel betrieben. Diese Technologie speichert allerdings nur wenig Energie in einem hydraulischen Akkumulator, führt also primär dazu, dass der Verbrennungsmotor

optimiert betrieben werden kann. Eine Rückgewinnung von Bremsenergie oder gar Abwärme und Abgasdruck ist somit nur sehr begrenzt möglich. Eine Speicherung in Form von Druck ist primär nicht möglich, weil Öl ein nicht komprimierbares Fluid ist. Energiespeicherung kann allerdings in Form von Druck in Gasdruckbehältern erfolgen, wobei anstelle von Öl ein Gasgemisch komprimiert wird. Da Gas grundsätzlich komprimierbar ist, kann eine Speicherung von Energie in Druckbehältern erfolgen.

Hydrauliksysteme können bei gleichen Ausmaßen und Gewicht wie ein auf Lithium-Akkumulatoren und Elektromotor basierendes System deutlich höhere Leistungen gewährleisten, sind aber nur für sehr kurze Zeiträume geeignet. Ein Konzept, das rein auf Hydraulik- und Pneumatiksystemen und Speicherung von Energie in Druckbehältern ohne den Einsatz von zusätzlichen Energieträgern, wie zum Beispiel fossile Brennstoffe basiert, ist aus diesem Grund bisher nicht sinnvoll umsetzbar. [6]

#### 3.2 PSA Hybrid-Air

Der PSA Konzern arbeitet derzeit an einer Technik, welche es erlaubt, die Energie in Form von Gasdruck zu speichern und diesen Gasdruck mit Hilfe einer Membran wieder in Öl-Volumenstrom umzuwandeln, welcher in einem Hydraulikmotor zum Antrieb des Fahrzeugs eingesetzt werden kann. Dadurch werden die Vorteile der beiden oben erwähnten Systeme kombiniert. Es handelt sich hierbei jedoch um ein paralleles Hybridsystem, das heißt, dass der Verbrennungsmotor die Räder antreibt und dabei im Bedarfsfall von einem Hydraulikmotor unterstützt wird, der hierfür die gespeicherte Energie verwendet. Diese Energie wird vor allem beim Bremsen eingespeichert. Zusätzlich kann der Leerlauf des Verbrennungsmotors, beispielsweise beim Bergabfahren, dazu verwendet werden, um den Speicher wieder aufzufüllen. Dies hat zur Folge, dass der Verbrennungsmotor häufiger am Lastoptimum betrieben werden kann und somit dessen Effizienz gesteigert wird.



**Bild 3** Preis und CO zur Einordnung des Pneumo-Hybrid in die bestehenden Technologien [7].

Das System basiert auf einem herkömmlichen Benzin-Verbrennungsmotor, einem Druckluft-Energiespeicher,

einer Motor-Hydraulikpumpeneinheit und einem automatischen Getriebe. Durch intelligente Steuerung und Vernetzung der erwähnten Systeme kann ein optimales Zusammenspiel der Systeme erzielt werden. [7].

Einer der Hauptvorteile ist der sehr günstige Preis der Technologie, die komplett auf ausgereiften Bauteilen beruht, die in anderen Hydraulik- und Pneumatiksystemen schon seit Jahrzehnten eingesetzt werden. Dies wird in Bild 3 deutlich, in dem erkennbar ist, dass ein Hybrid-Air-System im Vergleich zu einem Vollhybriden einen geringeren CO<sub>2</sub>-Ausstoß bei deutlich geringerem Preis realisieren kann. Dadurch dürfte diese Technologie für ein breites Kundenspektrum interessant werden.

Auf Basis eines *Citroën C3* oder *Peugeot 208* erreicht das System im NED-C eine CO<sub>2</sub>-Emission von 69g/100km, was einen Verbrauch von 2,9l Superbenzin bedeutet. Das entspricht einer Verbrauchssenkung um 45% im Stadtverkehr im Vergleich zu einem Fahrzeug, welches rein von einem Verbrennungsmotor angetrieben wird. Bezogen auf die Reichweite des Fahrzeugs entspricht das einer Reichweitensteigerung von 90% verglichen mit einem Fahrzeug herkömmlicher Motorisierung gleicher Leistung. Durch die effiziente Bremsenergieerückgewinnung kann je nach Verkehrsdichte im Stadtverkehr 60-80% der Strecke komplett CO<sub>2</sub>-neutral im reinen Luftbetrieb gefahren werden [7].



**Bild 4** Schnittbild *Peugeot 208* mit Hybrid Air Technologie (in blau) [7].

Wie in Bild 4 deutlich wird, ist die Technologie des Hybrid-Air vollständig in den zur Verfügung stehenden Räumen im Motorraum und Unterbodenbereich installiert, was keine Innenraumeinbußen mit sich führt, wie es von anderen Technologien bekannt ist, die etwa einen Teil des Kofferraums einnehmen.

## 4 Prototypsysteme

Zusätzlich zu den vorangehend erwähnten Technologien wird derzeit an weiteren Konzepten gearbeitet, die jedoch bislang bis auf wenige Ausnahmen keine Einsatzreife erlangt haben. Das einzige, bereits serienmäßig ver-

wendete Konzept, ist derzeit die Brennstoffzellentechnologie

Zusätzlich zu den nachfolgend näher erläuterten Technologien werden weiterhin noch Hybridfahrzeuge mit Superkondensatoren als Speichermedium (vgl. auch Bild 2) anstelle einer Lithium basierten Batterie und Wasserstoffverbrennungsmotoren eingesetzt.

Wasserstoffverbrennungsmotoren sind im Prinzip leicht abgewandelte herkömmliche Ottomotoren, die jedoch anstelle von Benzin oder Diesel Wasserstoff als Brennstoff unter Ausnutzung der Knallgasreaktion verwenden.

### 4.1 Gasturbinen mit Abgasrückgewinnung

Bereits seit 1950 (*Rover JET 1*) arbeiten verschiedene Automobilkonzerne an dem Einsatz von Gasturbinen im Automobilbereich. Dabei wird an Stelle eines herkömmlichen Verbrennungsmotors eine Turbine mit vorgeschaltetem Verdichter und Nutzung der Abgase eingesetzt. Auf die genaue Funktionsweise einer Gasturbine soll an dieser Stelle nicht näher eingegangen werden. Vorteil dieser Technologie ist insbesondere, dass die Energie der Abgase wesentlich besser genutzt wird als bei den üblichen Otto- oder Dieselmotoren [8].

### 4.2 Brennstoffzellen

Vor allem *Mercedes-Benz* produziert bereits seit Ende 2009 in Kleinserie ein Fahrzeug mit Brennstoffzelle als Hauptenergiequelle. Dabei wird Wasserstoff als Energieträger genutzt und mit Hilfe einer Brennstoffzelle in elektrische Energie gewandelt, die wiederum dafür verwendet wird, Elektromotoren zu betreiben. Der in Kleinserie gefertigte Prototyp basiert auf der *B-Klasse* (Kompaktvan), verbraucht 3,3l Dieseläquivalent pro 100km und erreicht Reichweiten von bis zu 400 Kilometern. Der Elektromotor liefert 100kW (136PS) mit 290Nm Drehmoment. Von den Leistungsdaten ist das System also mit gängigen Benzinmotoren mit zwei Litern Hubraum vergleichbar. Die Höchstgeschwindigkeit ist für den normalen Gebrauch absolut ausreichend was die Praktikabilität des Systems beweist. [9]

Auch *Toyota*, *Nissan* und *Honda* arbeiten derzeit an Brennstoffzellenfahrzeugen.

## 5 Gegenüberstellung

Um eine sinnvolle Gegenüberstellung zu gewährleisten, sollen nun zunächst alle Vorteile der beiden Systeme (Schwungmasse und Pneumo-Hybrid) dargelegt und anschließend die Nachteile aufgezeigt werden.

### 5.1 Vorteile

#### 5.1.1 Schwungmassenspeicher

Der Schwungmassenspeicher bietet mehrere Vorteile. Das System ist besonders leicht. Trotz des geringen Gewichts können sehr schnell große Energiemengen zugeführt und

entnommen werden. Schwungmassenspeicher können vor allem sehr große Leistungen bereitstellen und sind dadurch besonders für den Einsatz als Zwischenspeicher für Bremsenergie für anschließende Beschleunigungsvorgänge geeignet. Besonders bei schnellen Beschleunigungsvorgängen nach Kurven kann das System die Fahrperformance verbessern. Diese Vorteile ergeben sich vor allem auch durch die sehr hohe Energiedichte von bis zu 5kW/kg die vor allem über einen sehr großen Temperaturbereich abrufbar sind.

Durch die im Vergleich zu früheren Konzepten kompaktere Bauweise der heutigen Systeme kann der Schwungmassenspeicher in den meisten Fahrzeugen sinnvoll eingesetzt werden.

Durch die einerseits rein mechanische Einsatzweise (wie bei *Volvo*) und andererseits die Möglichkeit eines elektromechanischen Verbundaufbaus (*Porsche*) ist das Schwungrad vielseitig einsetzbar. Das Konzept des Schwungrades direkt als Generator ermöglicht beispielsweise den Einsatz in einem Elektrofahrzeug als Hochleistungs-Kurzzeitspeichers zur besseren Nutzung der Bremsenergie ohne die Akkumulatoren zu stark zu belasten. Ein weiterer großer Vorteil der Schwungmassentechnologie im Vergleich zu den herkömmlichen, auf Akkumulatoren basierenden Systemen ist die Tatsache, dass Schwungmassen gegenüber Tiefentladung oder schnellen Lade- und Entladezyklen vollständig unempfindlich sind. Dadurch werden auch Alterserscheinungen, wie sie etwa durch den Memory-Effekt bei Akkumulatoren auftreten, vermieden. Eine Bestimmung des aktuellen Ladezustands ist bei einem Schwungmassenspeicher einfach mit Hilfe eines Drehzahlsensors möglich und erfordert nicht wie Batterien komplexe Mess- und Modellierungstechnik [10].

### 5.1.2 Pneumo-Hybrid

Hauptvorteil des Pneumo-Hybrids ist der geringe Kostenaufwand durch Einsatz bewährter Technik, den das System mit sich bringt. Vor allem durch den Einsatz in Kleinwagen ist eine Erschwinglichkeit für eine breite Bevölkerungsmasse gewährleistet.

Weiterhin ermöglicht der verhältnismäßig große Energiespeicher im Stadtverkehr lange Strecken komplett ohne Verbrennungsmotor zu fahren, was die gerade in Städten problematischen Luftbedingungen stark verbessern kann, sobald sich diese Technik flächendeckend durchgesetzt hat. Wie auch die schwungmassenspeicherbasierten Systeme kann ein Hybrid-Air-Fahrzeug eine für die entsprechende Motorisierung überdurchschnittliche Fahrdynamik dank hoher spezifischer Leistung bieten.

Des Weiteren kann das Hybrid-Air-System in die herkömmlichen Fahrzeuge integriert werden, ohne dass das Platzangebot im Innenraum eingeschränkt wird. Dadurch können Kleinwagen trotz zusätzlicher Technik eine für diese Fahrzeugklasse übliche Praktikabilität bieten.

Im Gegensatz zu auf Lithium basierenden Speichern werden hier keine seltenen Erden oder Edelmetalle

benötigt. Somit bringt das System keinerlei komplexe Umweltbelastung mit sich [11].

## 5.2 Nachteile

### 5.2.1 Schwungmassenspeicher

Aus den Beschreibungen der Systeme von *Porsche* und *Volvo* geht hervor, dass die hohe Leistung jedoch nur kurz abgeben werden kann, dass das System für längere Zeitabschnitte der Fahrt ohne Verbrennungsmotor ungeeignet ist. Problematisch ist weiterhin, dass Schwungmassenspeicher sehr schnell rotierende Teile beinhalten, was einen erhöhten Aufwand an Sicherheitstechnik erfordert, um das System für Fahrgäste bei einem Unfall ungefährlich bleiben lässt. Einen weiteren Nachteil stellen die hohen Kosten eines Schwungmassenspeichersystems im Vergleich zu einem Hybrid-Air-System dar [10].

### 5.2.2 Pneumo-Hybrid

Problematisch an dem Konzept Hybrid-Air ist derzeit noch, dass der Einsatz im Automobil bislang wenig getestet wurde. Lediglich ein Konzern (PSA) forscht bislang an dieser Technologie und konnte des Weiteren noch keine Langzeitstudien durchführen.

Weitere Nachteile dieses Systems sind generell das hohe Gewicht und die großen Abmessungen sowie die relativ geringe spezifische Energie [11].

## 6 Ausblick

Die hier behandelten Technologien stellen für die nahe Zukunft eine sinnvolle Technologie zur Umstellung der Mobilität von Systemen, die auf fossilen Brennstoffen basieren, auf regenerativ betriebene Konzepte dar.

Langfristig wird wohl weder die Schwungmassenspeicherung noch die Speicherung in Form von Gasdruck als primärer Energieträger eingesetzt werden können. In den kommenden Jahren kann jedoch die kontinuierliche Verbesserung der Technologien zu einer zunehmenden Effizienzsteigerung genutzt werden.

Eine Hybridisierung darf dabei nur als kurzfristige Lösung gesehen werden, solange die rein elektrisch betriebenen Fahrzeuge noch global höhere Emissionen verursachen als ein Hybridfahrzeug. Langfristiges Ziel muss die Vermeidung von fossilen Brennstoffen sein und zwar sowohl in der Mobilität als auch in der Stromerzeugung für Industrie und Haushalte.

## 7 Zusammenfassung

Derzeit wird an verschiedenen Technologien zur Effizienzsteigerung im Automobil gearbeitet. Diese Technologien ermöglichen es den Ausstoß von CO<sub>2</sub> nachhaltig zu verringern (um ca. 34% bei dem *Peugeot 208* Hybrid Air). Auch der Verbrauch von fossilen Energieträgern kann dadurch pro Fahrzeug um bis zu 45% im Stadtverkehr reduziert werden. Auf Performance optimierte

Systeme wie etwa das *Flywheel-KERS* von *Porsche* können eine deutliche Steigerung der Performance bei Langzeitrennen erzielen.

Die einzelnen Technologien haben dabei alle in ihrem Bereich eine Daseinsberechtigung, da verschiedene Vor- und Nachteile die Systeme für bestimmte Bereiche vorteilhafter machen, wie etwa das Konzept der Hybrid-Air im Stadtverkehr oder der Schwunghmassenspeicher im Rennsport (*Porsche*) und bei Mittelklasse-Fahrzeugen (*Volvo V60*). Wichtig zu bemerken ist dabei die Tatsache, dass diese Systeme jeweils für das entsprechende Einsatzgebiet optimiert sind. Eine andere Optimierung kann die Systeme durchaus für einen anderen Einsatzbereich sinnvoll werden lassen.

## 8 Literatur

- [1] Jon Hilton: Schwungrad-Hybridfahrzeuge als Alternative zu Elektrofahrzeugen; Automobiltechnische Zeitschrift 12/2012: Seiten 874-878 (2012)
- [2] Reed T. Doucette, Malcolm D. McCulloch: A comparison of high-speed flywheels, batteries, and ultracapacitors on the bases of cost and fuel economy as the energy storage system in a fuel cell based hybrid electric vehicle: Journal of Power Sources 196 Seiten 1163–1170 (2011)
- [3] Mathias Jörgensson et al.; Volvo Car Group Flywheel KERS project; VDI-Berichte Nr. 2187: Seiten 325-344 (2013)
- [4] <http://www.williamshybridpower.com/#%2Fintro> Dienstag 3.12.13 13:00 Uhr
- [5] <http://www.porsche.com/germany/sportandevents/motorsport/racingcars/911gt3r-hybrid/technologyandconcept/> Dienstag 3.12.13 12:00 Uhr
- [6] K. David Huang, Shen-Chung Tzeng; Development of a hybrid pneumatic-power vehicle; Applied Energy 80: Seiten 47-59 (2005)
- [7] PSA Direktion Kommunikation; Hybrid Air Presse-Informationsmappe; Presseinformation\_Hybrid\_Air.pdf (2013)
- [8] <http://de.wikipedia.org/wiki/Gasturbine> Montag 2.12.13 16:00 Uhr
- [9] <http://www.daimler.com/dccom/0-5-1228969-49-1401156-1-0-0-1401206-0-0-135-0-0-0-0-0-0-0.html>; Montag 2.12.13 16:00 Uhr
- [10] U. Diego-Ayala et. Al.; A simple mechanical transmission system for hybrid vehicle incorporating a flywheel; IET International Conference on Wireless, Mobile and Multimedia Networks (2006)
- [11] Igor Trivić; Comparative analysis of alternative hybrid systems for automotive applications; (2012)
- [12] <http://www.popularmechanics.com/cars/alternative-fuel/hybrids/porsche-911-gt3r-hybrid-flywheel> Dienstag 3.12.13 13:20 Uhr



# Das Schwungrad als Energiespeicher und Netzstabilisator

## Energy storage and power stabilizing with flywheels

Benjamin Erdemann, Dominik Möhrle, HTWG Konstanz, beerdema@htwg-konstanz.de, domoehrl@htwg-konstanz.de

### Kurzfassung

Der seit Jahren steigende Anteil an regenerativen Energien im europäischen Stromnetz stellt neue Herausforderungen an die Netzstabilität. Für die Energiezwischen-speicherung wurden unter anderem Schwungradsysteme entwickelt, die ihre Energie innerhalb weniger Millisekunden bereitstellen können. In diesem Paper wird die Schwungradtechnologie unter diesem aktuellen Aspekt behandelt und vorhandene Konzepte vorgestellt.

### Abstract

In the last years, the increasing of renewable energies in the European electricity network provides new challenges for network stability. For the intermediate energy storage there have been flywheel systems developed that can provide their energy within a few milliseconds. In this paper the flywheel technology is treated under this current aspect and present existing concepts.

## 1 Einführung

Mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien steht vermehrt das Problem von Netzschwankungen sowie damit verbundenen Speichertechnologien im Raum. Schwungräder könnten hierbei zur Netzregulierung sowie zum Ausgleich kurzfristiger Leistungsabfälle eingesetzt werden. Dass dieses nötig ist, hat beispielsweise das US-Netz mit seinen Stromausfällen in den vergangenen Jahren immer wieder aufgezeigt.

### 1.1 Speicherung von Energie

Die Energie der Schwungräder wird in deren Rotoren gespeichert im Verhältnis des Trägheitsmoments und dem Quadrat der Winkelgeschwindigkeit.

$$E = \frac{1}{2} I \omega^2 = \frac{1}{4} m (r \omega)^2$$

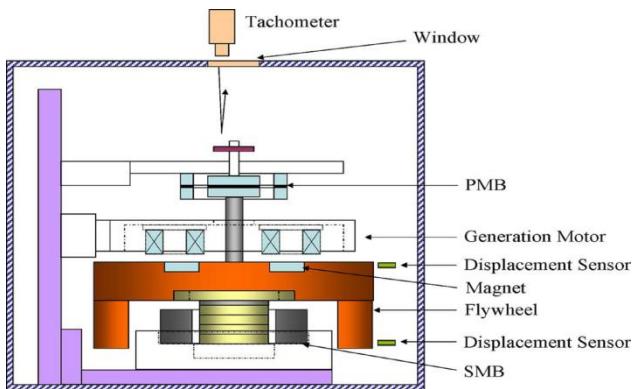
Die speicherbare Energie der Schwungräder ist zusammengesetzt aus dem Trägheitsmoment um die Drehachse  $I$  [kg m<sup>2</sup>], die rotierende Masse  $m$  [kg], dem Trägheitsradius  $r$  [m] und der Umdrehungsgeschwindigkeit  $\omega$  [rad/s]. Die gespeicherte Energie nimmt entsprechend der bewegten Masse zu. Aus diesem Grund waren Schwungräder meist aus schwerem Material. Im selben Maße wachsen allerdings auch die Fliehkräfte die auf die Achse einwirken. Die dadurch erzeugten Spannungen im Material übersteigen auch die Bruchfestigkeit von Schmiedestahl. Weit besser als durch mehr Masse lässt sich die Menge, der gespeicherten Energie, durch die Umdrehungsgeschwindigkeit steigern. Die gespeicherte Energie wächst im Quadrat der Umlaufgeschwindigkeit. Um immer höhere Drehzahlen zu erreichen werden die Rotoren aus modernen Glasfaser-

und Kohlefaser verstärkten Kunststoffen (GFK und CFK) gefertigt [2]. Diese weisen eine sehr hohe Festigkeit in Faserrichtung auf, was bei den stark auftretenden Fliehkräften ein wichtiger Punkt ist.

Ein ebenfalls wichtiger Punkt ist die Lagerung des Schwungradspeichers. Die aktuelle Generation der Schwungradspeicher setzt zumeist auf aktive Magnetlager für die Schwungrad-Achse. Bei dieser Lösung sind im Lagergehäuse und auf der Achse Elektromagneten angebracht. Abstandssensoren auf Achse und Lagerinnenseite regeln den Stromdurchfluss der Magneten so, dass die Achse stets in Schwebelage gehalten wird. Für den Fall, dass die Steuerelektronik ausfällt, müssen solche Magnetlager aber noch mit einem zusätzlichen Kugel- oder Gleitlager ausgestattet werden. Um weitere Verluste zu reduzieren werden moderne Schwungräder in einem Vakuum betrieben. Die Selbstentladung durch die Luftreibung und die Verluste durch das Lager waren bei herkömmlichen Systemen 50% pro Stunde. Durch den Betrieb im Vakuum und Magnetlagern kann die Selbstentladung auf 0,1% pro Stunde minimiert werden.

## 2 Minimierung der Reibung

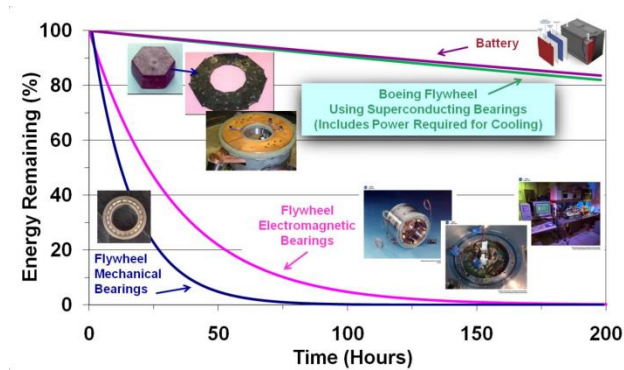
Ein neuer Ansatz wurde von M. Subkhan und M. Komori erarbeitet [1]. Um die Reibung zu minimieren, wird das Schwungrad mit einem Permanentmagnetlager und einem Supraleitermagnetlager in Schwebelage gehalten (s. Abb.1). Die Position des Schwungrads wird über zwei Abstandssensoren geregelt. Derzeit wird angestrebt, ein neues Schwungrad nach dem Konzept von yajirobei („balancing toy“) zu entwickeln. Dies besagt, wenn sich der Massenmittelpunkt des Schwungrads unterhalb der Lagerebene befindet, so ist das System deutlich stabiler.



**Abbildung 1** Schwungradspeicher mit einem Permanentmagnetlager (PMB) und einem Supraleitermagnetlager (SMB)

### 2.1 Einordnung der Schwungradsysteme in die Speichertechnologien

Die verschiedenen Lagerungstechniken von Schwungradsystemen ermöglichen unterschiedliche Einsätze als Energiespeicher. Wird ein Energiespeicher für nur wenige Stunden benötigt, so kann eine mechanische oder elektromagnetische Lagerung des Schwungrads ausreichend sein (s. Abbildung 2). Es gibt jedoch auch Ansätze die Supraleitende Magnetlager für die Schwungradlagerung verwenden und somit eine extrem geringe Selbstentladung erreichen. Diese kommt, wie in Abbildung 2 zu sehen, der Selbstentladung einer Batterie schon sehr nahe. Mit dieser Lagerungstechnik sind die Einsatzmöglichkeiten von Schwungradspeicher auch als Alternative zur Batterie möglich.



**Abbildung 2** Die Selbstentladung der verschiedenen Lagerungstechniken eines Schwungrads im Vergleich zu einer Batterie [5].

### 3 Netzstabilisation durch Schwungradspeicher-Kraftwerk

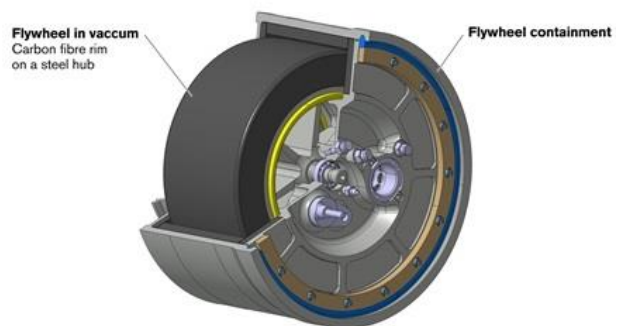
Der erste und bisher einzige großflächige Einsatz von Schwungrädern ist der Speicherpark in Stephentown, USA. Dieser Speicherpark besteht aus 200 Schwungradspeichern und wurde dazu konzipiert um das Stromnetz von New York vor kurzfristigen Spannungs- und Frequenzschwankungen zu schützen. Seit 2013 sind alle 200 Einheiten am Netz und jede Einheit bietet 25 kWh Kapazität und 100 kW Leistung (gesamt 5 MWh und 20 MW).

Die eingesetzten Rotoren sind aus gewickelten CFK Fasern mit einem Durchmesser von 91 Zentimetern. Diese werden bei 16000 Umdrehungen pro Minute in einem fast vollständig luftleeren Zylinder betrieben.

### 4 Kinetic Energy Recovery System

Das (Kinetic Energy Recovery System) KERS ist ein Forschungsprojekt des schwedischen Autoherstellers Volvo und befasst sich damit, ein Schwungrad zur Zwischenspeicherung von kinetischer Energie zu Nutzen [3]. Die Idee hinter diesem Projekt ist die bisher ungenutzte Energie, die durch Bremsvorgänge entsteht, zu speichern und bei Bedarf wieder abzugeben. Das Konzept von Volvo ist eine rein mechanische Energieübertragung zwischen Schwungrad und Achse ohne jede Wandlung. Bei anderen Konzepten wie beispielsweise von Porsche ist das Schwungrad an einen elektrischen Generator gekoppelt. Für das rein mechanische System ist das Schwungrad direkt an der Hinterachse montiert. Bei einem Bremsvorgang des Fahrzeugs wird das Schwungrad, von der beim Bremsen entstehenden Energie, auf bis zu 60.000 Umdrehungen pro Minute beschleunigt. Um die Drehzahlunterschiede zwischen den Fahrzeigrädern und dem Schwungrad auszugleichen, kommt ein stufenloses Getriebe zum Einsatz. Durch dieses System resultiert eine zusätzliche Leistung von 59kW.

#### FLYWHEEL KERS FLYWHEEL MODULE



**Abbildung 3** Schwungrad im KERS System

Das verwendete Schwungrad hat einen Durchmesser von 20cm und wiegt dabei 6kg. Bei frühen Versuchen in den 80er Jahren betrug die Schwungradmasse noch 120kg. Die kleineren Abmessungen des neuen Systems erlaubt es, dass sich das Schwungrad in einem luftleeren Stahlgehäuse befindet. Für das Vakuum wird eine Vakuumpumpe verwendet. Der notwendige Pumpenbetrieb wirkt sich negativ auf den Wirkungsgrad aus aber durch diese Maßnahme wird die Luftreibung des Schwungrads gemindert und das System ist thermisch stabil.

Das KERS System erreicht eine gespeicherte Energie von 540kJ. Bei voller Beschleunigung ist diese Energie in 6-8 Sekunden wieder verbraucht. Steht das Fahrzeug länger als eine halbe Stunde oder es ist ungebremst unterwegs, durch Reibung in den Radlager, der Speicher ebenfalls leer.

Im Rahmen dieses Forschungsprojekts ergab das KERS einen Verbrauchsvorteil von rund 10% im Neuen Europäischen Fahrzyklus (NEFZ). Bei Parallel durchgeführte Fahrten auf öffentlichen Straßen ergaben einen reduzierten Verbrauch von bis zu 25%. Je häufiger ein Fahrzeug anfahren und bremsen muss, wie beispielsweise im Stadtverkehr, desto höher ist der Minderverbrauch gegenüber dem Ergebnis des NEFZ.

#### 4.1 Neuer Europäischer Fahrzyklus (NEFZ)

Der Neue Europäische Fahrzyklus ist eine Angabe für den Energieverbrauch von Fahrzeugen. Diese Normierung legt fest wie die Angaben zum Kraftstoffverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emissionen zu ermitteln sind. Der Fahrzyklus wird auf einen Motoren- oder Rollenprüfstand abgefahren was reproduzierbare und vergleichbare Ergebnisse erzielt. Der NEFZ ist an exakte Vorgaben gekoppelt um Realitätsnahe Angaben zu erhalten.

Ein Zyklus dauert 1180 Sekunden und ist in zwei Abschnitte unterteilt. In den ersten 780 Sekunden wird eine städtische Umgebung simuliert und in den letzten 400 Sekunden eine Überlandfahrt. Es werden Starttemperatur, Schaltpunkte, Roll- und Luftwiderstände, Reifenluftdruck und Zuladungen berücksichtigt. Da keine Geschwindigkeiten von über 120 km/h berücksichtigt werden wird der NEFZ oft als zu optimistisch angesehen.

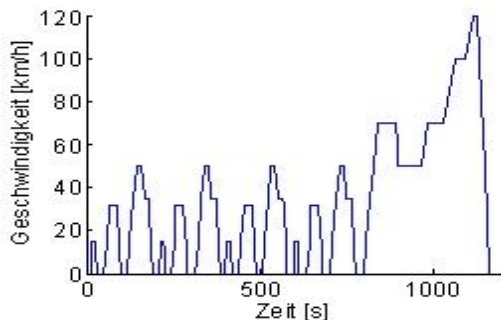


Abbildung 4 Neuer Europäischer Fahrzyklus

### 5 Schwungräder in Kombination mit Windkraft und Photovoltaik

Es entstehen täglich neue Windkraftanlagen die den Anteil an erneuerbaren Energien in Europa vergrößern. Doch ein Problem ist auch heutzutage noch die Zwischenspeicherung von elektrischer Energie wenn diese zum aktuellen Zeitpunkt nicht gebraucht wird. Eine Zwischenspeicherung in Batterien ist aus mehreren Gründen nicht optimal. Aufgrund von chemischen Reaktionsgeschwindigkeiten ist die Geschwindigkeit mit der eine Batterie geladen und entladen werden kann begrenzt. Auch haben schnelle Lade- und Entladezyklen negative Auswirkungen auf die Lebensdauer einer Batterie. Ebenfalls sind Batterien zum Teil eine erhebliche Umweltbelastung. Eine Forschungsarbeit hatte sich 2010 damit beschäftigt Schwungräder als Energiespeicher bei Windkraftanlagen einzusetzen[4].

#### 5.1 Speicherung von Energie mit einer Batterie

Abbildung 5 zeigt eine 5kW Wind und Photovoltaik Hybridanlage. Sie besteht aus einem Windgenerator mit nachfolgendem Gleichrichter, Filter, einphasigen Wechselrichter, Solarzellen, Blei-Säure-Batterie und einen Kondensator mit großer Kapazität zum Schutz der Batterie. Da bei Energieerzeugung mit Windkraft und Photovoltaikanlagen Fluktuationen durch Änderung der Windgeschwindigkeit oder Abschattungen der Photovoltaikanlagen auftreten gibt es bei diesem

System die schon genannten Probleme wie die hohen Lade- und Entladezyklen und damit eine geringe Lebensdauer der Blei-Säure Batterie auf.

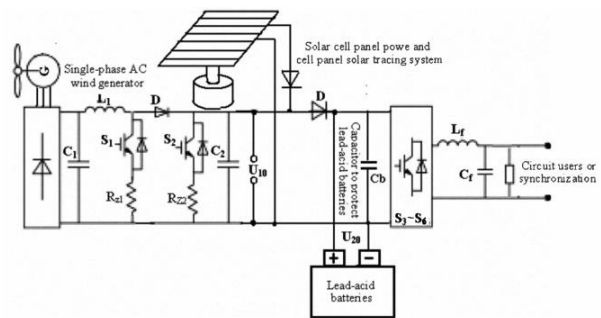


Abbildung 5 Hybridanlage mit einer Batterie

#### 5.2 Speicherung von Energie mit einer Batterie und einem Schwungrad

Abbildung 6 zeigt eine Modifikation des in Punkt 5.1 vorgestellten Systems. Dieses erweiterte System ist eine Kombination aus verschiedenen Energieerzeugungstechnologien wie Windkraft und Photovoltaik und verschiedenen Speichertechnologien wie Batterien und Schwungrädern.

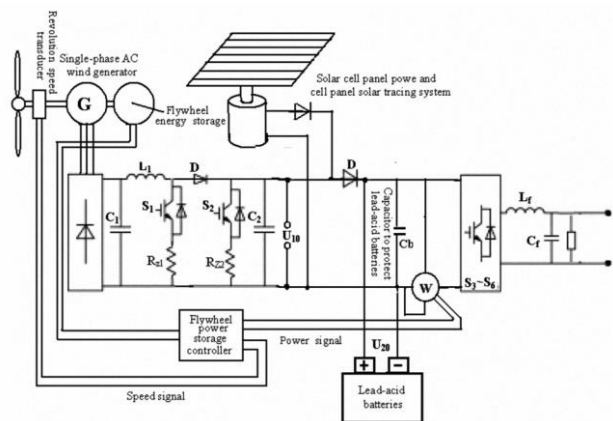


Abbildung 6 Hybridanlage mit einer Batterie und einem Schwungrad

Die Erweiterung durch ein Schwungrad und einem Controller erlaubt es, wenn der Wind und das Sonnenlicht zu stark sind, die Energie im Schwungrad zu speichern. Bei Abwesenheit von Wind und Sonnenlicht kann die gespei-

cherte Rotationsenergie mithilfe eines Generators in elektrische Energie gewandelt und abgegeben werden. Das Schwungrad als zusätzlicher Energiespeicher unterstützt die Batterie dahingegen, dass diese weniger Lade- und Entladezyklen hat, was die Lebensdauer erhöht. Auch lässt sich damit die benötigte gesamte Kapazität verringern, was eine geringere Anzahl von Batterien bedeutet und somit auch zum Umweltschutz beiträgt.

### 5.3 Speicherung von Energie mit einem Schwungrad

Ein anderer sehr umweltfreundlicher Ansatz, ist die Speicherung von Energie einer Windkraftanlage allein durch Schwungräder ohne zusätzliche Batterien.

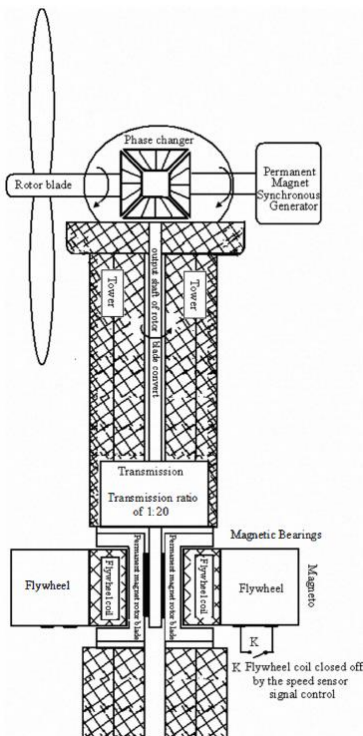


Abbildung 7 Windkraftanlage mit Schwungradspeicher

Bei diesem Ansatz speichert das Schwungrad die vom Windgenerator erzeugte Energie in Form von Rotationsenergie und gibt diese bei Bedarf an Verbraucher ab. Bei der Auslegung eines 5kW Systems ist die Annahme, dass 80% der kinetischen in elektrische Energie mithilfe eines Generators gewandelt werden kann. Bei Ausbleiben von Wind soll trotzdem noch eine Energieversorgung von vier Stunden gewährleistet sein. Um dieses zu erreichen, wird eine kinetische Energie von

$$E_K = (5\text{kW} * 4 * 3600) / 80\% = 9.0 * 10^7 \text{ J}$$

benötigt. Wird das Schwungrad als Zylinder ausgelegt, muss das Schwungrad folgende Eigenschaften haben

$$E'_K = \frac{1}{2} * \frac{m}{2} (R_1^2 + R_2^2) \omega^2$$

um einer Energieversorgung von vier Stunden zu gewährleisten.  $E'_K \geq E_K = 9.0 * 10^7 \text{ J}$

Dabei ist  $m$  [kg] die rotierende Masse,  $R_1$  der Zylinderdurchmesser,  $R_2$  die Länge des Zylinders und die Umdrehungsgeschwindigkeit  $\omega$  [rad/s].

Für die Auslegung des Systems werden folgende Annahmen getroffen. Die Schwungradmasse beträgt 1200 kg und der Zylinderdurchmesser  $R_1$  beträgt 0.15m. Die Nenndrehzahl des Rotors ist 200 U/min, was durch eine Übersetzung von 1:20 auf 4000 U/min erhöht wird. Die Umdrehungsgeschwindigkeit ist damit

$$\omega = 4000 * \frac{\pi}{60} = 209,3 \text{ rad/s}$$

Mit diesen Angaben lässt sich noch die letzte Größe des Zylinders bestimmen.

$$R_2 = \sqrt{\frac{4 * E'_K}{m * \omega^2} - R_1^2} = \sqrt{\frac{4 * 9.0 * 10^7}{1200 * 209,3^2} - 0,15^2} = 2,61 \text{ m}$$

Damit ist ein zylinderförmiges Schwungrad mit den Dimensionen  $R_1 = 0,15 \text{ m}$ ,  $R_2 \geq 2,61 \text{ m}$  und einem Gewicht von 1200kg in der Lage, die geforderte Energie für vier Stunden bereit zu stellen.

Diese Berechnungen legen zugrunde, dass der Rotor mit Nenndrehzahl von 200 U/min rotiert und keine Energie aus dem System abgezogen wird. Um garantieren zu können, dass dem Schwungrad genug Energie zum Speichern zu Verfügung steht, obwohl dauerhaft dem System Energie entzogen wird, müssen sich folgende Umgebungsparameter ändern. Erhöht sich die Umdrehungsgeschwindigkeit des Rotors um 50% auf 300 U/min, steht dem Schwungradspeicher die 2.25 fache Energie zu Verfügung, da die speicherbare Energie im Quadrat der Umlaufgeschwindigkeit wächst. Damit ist garantiert, dass immer die Energieversorgung über vier Stunden ohne vorhandenen Wind gesichert ist.

Die Auslegung dieses Schwungradspeichers gilt nur für eine zylindrische Form. Bei einer anderen Form des Schwungrades muss das System neu ausgelegt werden.

## 6 Schwungradform

Wie im Punkt 1.1 erläutert, speichert ein Schwungrad Energie in Form von Rotationsenergie. Wird für ein Schwungrad elastische Materialien eingesetzt, wird zusätzlich potentielle Energie gespeichert. Da aber bei Stahl und faserverstärkten Kunststoffen die Verformung durch die auftretenden Fliehkräfte sehr gering ist, lässt sich dieses vernachlässigen.

Das Massenträgheitsmoment wird durch die Dichte des Schwungradmaterials und die Form des Schwungrades festgelegt. Der Energieinhalt wird durch eine maximale Drehzahl begrenzt, bei der die zulässige Materialbelastung erreicht wird [6]. Eine weitere Größe ist der Formfaktor und ist nur von der Form und nicht vom Material und den Abmessungen des Schwungrades abhängig. Der Wertebereich des Formfaktors liegt zwischen 0 und 1 und be-



schreibt wie gleichmäßig das Material der Schwungscheibe belastet wird. Bei einem Formfaktor  $K$  von 1, der nur in der Theorie erreicht wird, herrscht an jeder Stelle die gleiche Vergleichsspannung. Bei einem kleineren Formfaktor hat die Vergleichsspannung an einem Ort der Scheibe die zulässige Spannung schon erreicht, während die übrigen Bereiche noch geringer belastet sind [6].

Bezeichnung	Darstellung	Formfaktor
ideale Scheibe gleicher Festigkeit ( $r_1, \omega \rightarrow \infty$ )		1,00
reale Scheibe gleicher Festigkeit		0,70-0,90
reale Scheibe gleicher Festigkeit mit Kranz		0,8-0,95
konische Scheibe		0,70-0,85
Scheibe gleicher Dicke		0,606

Abbildung 8 Schwungradformen mit Formfaktoren

Die allgemeine Gleichung für die massenspezifische Energiedichte, bei der  $\sigma_{zul}$  die zulässige Materialbelastung angibt,

$$\frac{E}{m} = K * \frac{\sigma_{zul}}{\rho}$$

Ist gut geeignet um Abschätzungen für ein Schwungrad zu treffen. Man wählt beispielsweise eine Schwungradform und einen Werkstoff für eine geforderte Energiedichte und kann damit die benötigte Schwungmasse direkt berechnen. Das im Punkt 5.3 ausgelegte System mit einer klassischen zylinderförmigen Schwungradform hat einen Formfaktor von 0.606. Das übliche Material für so eine Form ist Stahl. Der Vorteil dieser Form ist das hohe Massenträgheitsmoment. Allerdings ist die maximale Umdrehungsgeschwindigkeit durch das frühe Erreichen der zulässigen Spannungen stark eingeschränkt. Um dennoch einen großen Energieinhalt zu erreichen geht es nur mit einer hohen Schwungmasse.

## 7 Verbesserung von Antriebssystemen bei Schiffen

Nicht nur an Land können Schwungräder eingesetzt werden. Eine Simulation von Chunling Xie und Conghui Zhang [9] zeigt wie mithilfe von Schwungrädern das Antriebssystem von Schiffen verbessert werden kann. Bei Schiffen mit einem elektrischen Antriebssystem kann es zu Einbrüchen der Energieversorgung kommen. Bei zusätzlicher Unterstützung von Schwungrädern kann dieser Einbruch verringert werden.

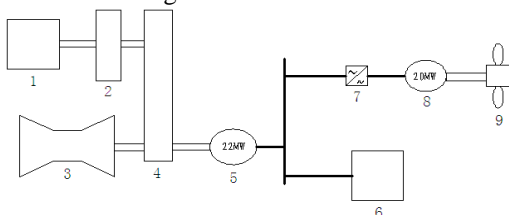


Abbildung 9 Schema eines elektrischen Antriebssystems

1. Schwungrad, 2. Kupplung, 3. Gas Turbine, 4. Getriebe, 5. 4-poliger synchron Generator, 6. elektronisches Equipment, 7. Umrichter, 8. Asynchronmotor mit Käfigläufer, 9. Propeller

Der Schematische Aufbau wie in Abbildung 7 zu sehen besteht aus einer Gas Turbine von Typ LM2500 mit einer Leistung von 20520 kW und einer Umdrehungsgeschwindigkeit von 3600 U/min.

Ein 4-poliger synchron Generator mit einer Leistung von 22000 kW, Umdrehungsgeschwindigkeit von 3600 U/min und einer Spannung von 6,6kV.

Der Antriebsmotor ist ein asynchroner Käfigläufer mit einer Leistung von 20000 kW, Umdrehungsgeschwindigkeit von 180 U/min und einer Spannung von 6,0 kV.

Zwei 10MW Leistungsumsetzer die die Leistung auf dem Bus auf die geforderte Spannung und Frequenz für die Antriebsmotoren umsetzen. Die Umsetzer belegen eine Fläche von 10m<sup>2</sup> bei einer Höhe von 2,3m und einem Gewicht von 9t.

Das Schwungrad besteht aus Stahl mit einem Gewicht von 9.5t und einem Radius von 0.76m. Das Schwungrad kann eine Energie von 80MJ speichern

Weiteres elektronisches Equipment auf Schiffen können Leistungsspitzen von bis zu 2MW verursachen was die Netzstabilität auf Schiffen beeinträchtigen.

Um diese Beeinträchtigungen abzuschwächen wird mithilfe von Matlab/Simulink der Einsatz eines Schwungrades simuliert. Die Simulationszeit beträgt 20s wobei die Leistungsspitze bei Sekunde fünf einsetzt. Die Ergebnisse zeigen die folgenden Abbildungen 10-13.

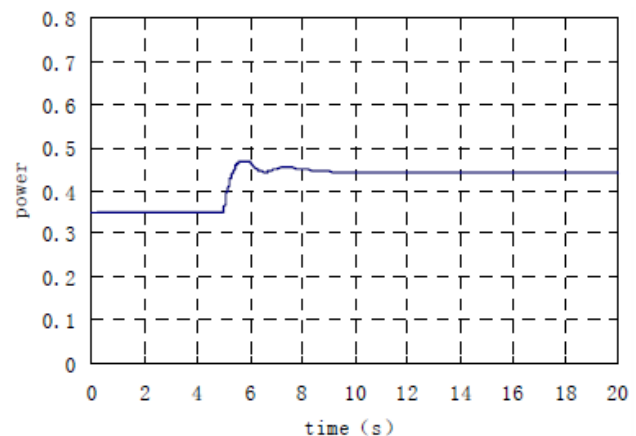


Abbildung 10 Leistung ohne Schwungrad



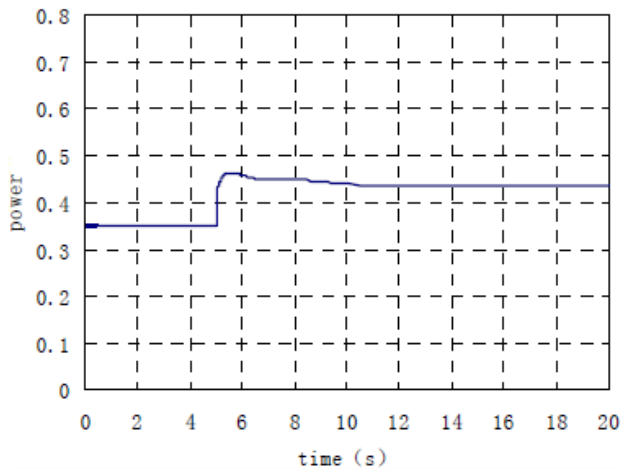


Abbildung 11 Leistung mit Schwungrad

Spannungsverlauf:

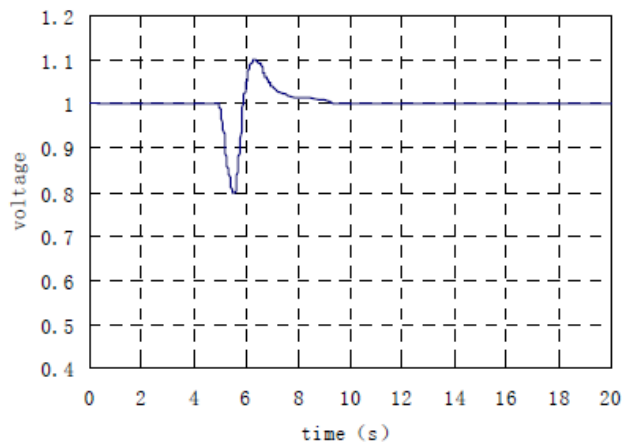


Abbildung 12 Spannungsverlauf ohne Schwungrad

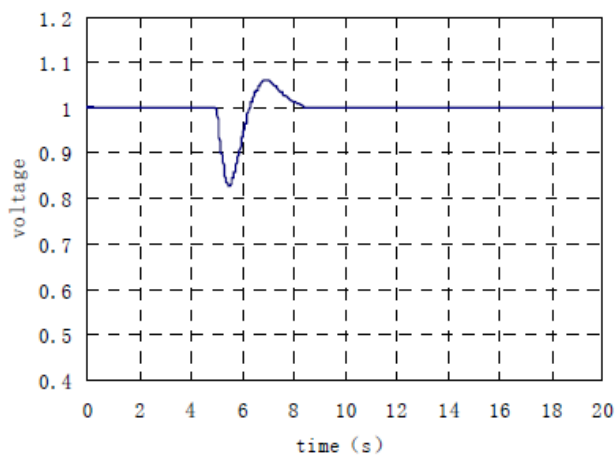


Abbildung 13 Spannungsverlauf mit Schwungrad

## 8 G2 Schwungradsystem der NASA

Das G2 System der NASA ist ein Laboraufbau für Test- und Demonstrationszwecke. Das Ziel des Projekts ist die Schwungradenergiespeichertechnologie für die Luft- und

Raumfahrt zu adaptieren. Es wurde modular aufgebaut und ermöglicht somit einzelne Teilkomponenten wie Motor, Magnetlager, Rotor und Touchdown Lager auszutauschen ohne ein komplett neues System zu entwerfen. Das Schwungrad besteht aus einer Multi-Kohlefaser Ring Felge, welche die Hauptenergiespeicherkomponente ist, mit einer Titan Nabe. Als Motor wird ein flüssigkeitsgekühlter zweipoliger Permanentmagnet Synchronmotor verwendet. Fallen die Magnetlager aus, so ermöglichen die Touchdown Lager ein stabiles Herunterfahren des Schwungrads selbst bei voller Betriebsdrehzahl.

Das System kann nicht nur zur Energiespeicherung verwendet werden, sondern auch zur Lage- und Bahnregelung eines Raumfahrzeugs (IPACS-System). Eine Modellzeichnung ist in Abbildung 14 zu sehen. Insgesamt kann der Rotor, bei seinem Gewicht von 22,7 kg und der maximalen Drehzahl von 60000 1/min, 591Wh speichern, wobei 525Wh nutzbare Energie sind.

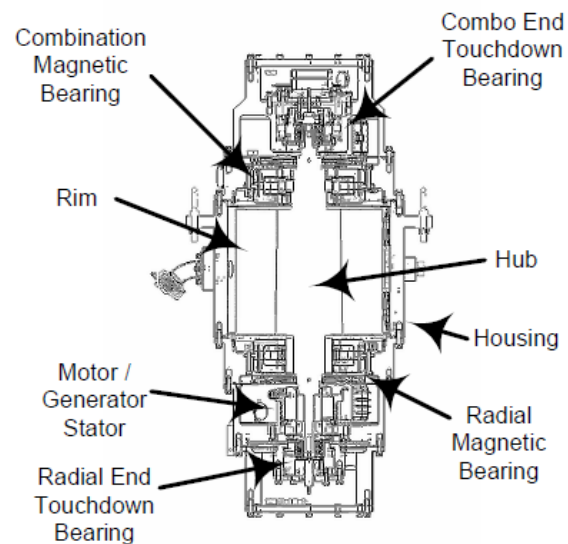


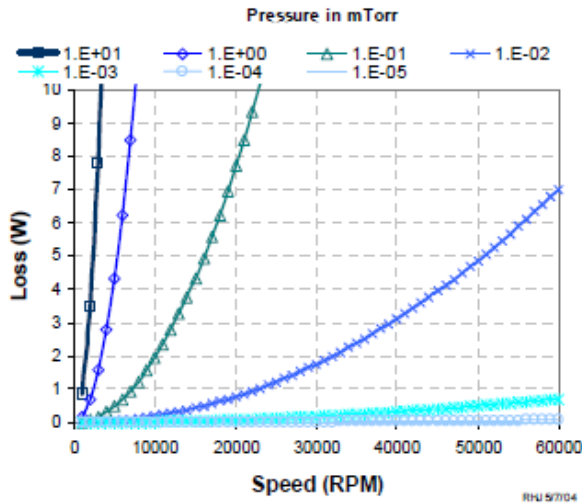
Abbildung 14 Modellzeichnung der G2 Schwungradsystems [7]

Das System verwendet zwei elektromagnetische Lager, ein Radial regelndes Magnetlager (RMB) und ein Radial-Axial regelndes Magnetlager (CMB). Die Anforderungen waren ein 90 Minütiger Lade-/Entladezyklus, was sich aus der Umlaufzeit eines LEO Orbits ergibt. Somit konnte auch davon ausgegangen werden, dass eine elektromagnetische Lagerung effizient genug ist. Wichtige Parameter der Magnetlagerregelung sind die RMB Bandbreite 2200Hz, die CMB Bandbreite 2000Hz, die Stromsteifigkeit des Systems mit RMB 4kg/A, CMB 4,2 kg/A radial und 8,5 kg/A axial.

Das Schwungrad ist für den Drehzahlbereich von 20,000 bis 60,000 1/min ausgelegt und die Motorleistung beträgt 1kW bei 20,000 1/min und 3kW bei 60,000 1/min. Um die Frequenzanforderung an die Leistungselektronik niedrig zu halten, wird ein Motor mit nur zwei Polen verwendet und je nach Zustand als Generator oder Motor betrieben. Der Wirkungsgrad des Motors liegt zwischen 94% und 95%.

## 9 Ventilationsverluste

Durch die Rotationsbewegung des Schwungrads entstehen aerodynamische Effekte die nach dem Modell von Liu [8] Verluste verursachen, die quadratisch zur Winkelgeschwindigkeit steigen. Für eine bessere Effizienz ist es deshalb sinnvoll Schwungräder in Vakuum zu betreiben. Abbildung 15 zeigt die Verlustleistungsanalyse des in [7] verwendeten Rotors nach Liu.



**Abbildung 15** Ventilationsverluste in Abhängigkeit von der Rotationsgeschwindigkeit bei unterschiedlichen Atmosphärischen Drücken [7].

## 10 Fazit

Schwungradsysteme mit elektromagnetischen Lagern können in kommerziellen Bereichen eine Alternative zu anderen Speichertechnologien sein. Supraleitende Magnetlager sind kostenintensiv in der Entwicklung und Beschaffung und daher in ihrer Einsatzmöglichkeit beschränkt. Automobile mit herkömmlichen Verbrennungsmotoren und Fahrzeuge der Elektromobilität lassen sich in ihrem Wirkungsgrad durch Schwungradsysteme weiter steigern. Auch Puffersysteme für Energienetze, ob autark arbeitende Inselnetze oder das Europäische Verbundsystem, sind notwendig und können durch Schwungräder realisiert werden. Im Vergleich zu anderen Speichertechnologien bieten Schwungradsysteme eine lange Lebenszeit, die Einsatzmöglichkeit in großen Temperaturbereichen, ein schnelles laden und entladen ohne Degradierung des Speichervolumens und einen wartungsarmen Betrieb.

## 11 Literatur

- [1] Subkhan, M. ; Komori, M.: New Concept for Flywheel Energy Storage System Using SMB and PMB, Applied Superconductivity, IEEE Transactions on Volume: 21 ,DOI: 10.1109/TASC.2010.2098470, 2011
- [2] Technology Review: Schwungvoll gespeichert, Seite 68-69, Ausgabe 01/2011
- [3] VDI NR. 36 VOM 06.09.2013 SEITE 13 VDIN561836

- [4] Xianyi Qian: Application Research of Flywheel battery in the Wind and Solar Complementary Power Generation: ICCASM 2010
- [5] Boeing Flywheel Energy Storage Technology, [http://www.uaf.edu/files/acep/BoeingFlywheelOverview\\_06\\_20\\_2012.pdf](http://www.uaf.edu/files/acep/BoeingFlywheelOverview_06_20_2012.pdf), 28.11.2013-16:00.
- [6] Grundlagen der Schwungradtechnik, <http://www.oocities.org/infotaxi/schwungrundlg.htm>, 04.12.2013
- [7] Ralph H. Jensen, Timothy P. Dever, G2 Flywheel Module Design, 2nd International Energy Conversion Engineering Conference 2004
- [8] Liu, H.P., Werst, M., Hahne, J., "Prediction of Windage Losses of an Enclosed High Speed Composite Rotor in Low Air Pressure Environments," 2003 ASME Summer Heat Transfer Conference,
- [9] Chunling Xie, Conghui Zhang., "Research on the Ship Electric Propulsion System Network Power Quality with Flywheel EnergyStorage," Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2010 Asia-Pacific

# Reversible Brennstoffzellen

## Reversible Fuel Cell

B.Eng., Sascha Rasztovics, B.Eng., Markus Gugel, HTWG, Konstanz, Deutschland

### Kurzfassung

Brennstoffzellen ermöglichen bekanntermaßen die Gewinnung elektrischer Energie aus der Reaktion von Wasserstoff und Sauerstoff. Die chemisch gebundene Energie wird in elektrische Energie transformiert, die dabei frei werdenden Elektronen stehen dann als elektrische Energie zur weiteren Verwendung bereit. Die in diesem Beitrag beschriebene Nutzung der Brennstoffzelle basiert jedoch auf dem umgekehrten Prinzip. Der Ansatz besteht darin diese reversible Brennstoffzelle so einzusetzen, dass sie bei Energieüberschuss die Zerlegung von Wasser in Wasser- und Sauerstoff vollzieht. Die überschüssige Energie wird also in chemischer Form mit geringen Umwandlungsverlusten gespeichert. Bei Bedarf kann diese wieder zurücktransformiert werden um die elektrische Energie zu verwenden. Diese Technik bietet eine interessante Alternative zu herkömmlichen Akkumulatoren. Die Grundlagen der Brennstoffzelle, der Einsatz reversiblen polymerelektrolyt-Brennstoffzelle (PEFC), ihrer Funktion und die bekannten Probleme und Vorteile werden im Folgenden dargestellt.

### Abstract

Fuel cells are known to facilitate the production of electrical energy from the reaction of hydrogen and oxygen. The chemical energy is transformed into electrical energy thus released electrons are then available as electrical energy for further use. The fuel cell acts as an energy converter. The use of the fuel cell described in this paper is based on the concept of the use of fuel cells for energy storage. The approach is to apply this reversible fuel cell in a way that it disassembles water into oxygen and hydrogen in case of energy excess. The excess energy is stored in chemical form with low conversion losses. If necessary, this can again be reset to use the transformed electric energy. This technique offers an interesting alternative to traditional rechargeable batteries. The basics of fuel cells, the use of reversible polymer electrolyte fuel cell (PEFC), their function and the known problems and advantages are described below.

## 1 Grundlagen der Brennstoffzellentechnologie [1]

Brennstoffzellen bestehen grundsätzlich aus Elektroden, die durch eine Membran bzw. einem Elektrolyt voneinander getrennt sind. Die Elektroden (Anode und Kathode) bestehen aus Metall oder Kohlenstoffnanoröhren. Die Membran ist eine semipermeable Membran. Wird ein Elektrolyt als Trenner zwischen Anode und Kathode verwendet kann dies entweder eine Lauge oder eine Säure sein. Feststoffe wie Keramiken oder Alkalicarbonatschmelzen sind ebenfalls als Trennung zwischen den Elektroden im Einsatz. Durch Reaktion von Wasserstoff und Sauerstoff entstehen Elektronen in der Zelle, die über die Elektroden abgegriffen werden können. Theoretisch steht eine Spannung von 1,23 V bei einer Temperatur von 25°C zur Verfügung. Praktisch werden ca. 0,5V - 1V Leerlaufspannung erreicht. Höhere Spannungen werden durch stapeln einzelner Zellen zu einem *Stack* (engl. für Stapel) realisiert. Die Brennstoffzelle kann wie eine reale Spannungsquelle betrachtet werden deren Spannung absinkt sobald sie belastet wird. Ausschlaggebend dafür sind die chemischen und elektrischen Prozesse in der Zelle. Der einzige Zellentyp der von dieser Absenkung nicht betroffen ist, ist die Hochtemperatur-Schmelzcarbonatbrennstoffzelle (MCFC). Auf die einzelnen Typen wird in Abschnitt 1.3 eingegangen. Den schematischen Aufbau ei-

ner Niedertemperaturzelle zeigt Abbildung 1. Die dargestellten, metallenen Elektroden sind mit einem Katalysator beschichtet. Hauptsächlich werden an dieser Stelle Platin oder Palladium eingesetzt. Der Aufbau ist bei jedem Zellentyp der Selbe, sie unterscheiden sich lediglich im Material zur Trennung von Anode und Kathode (Elektrolyt).

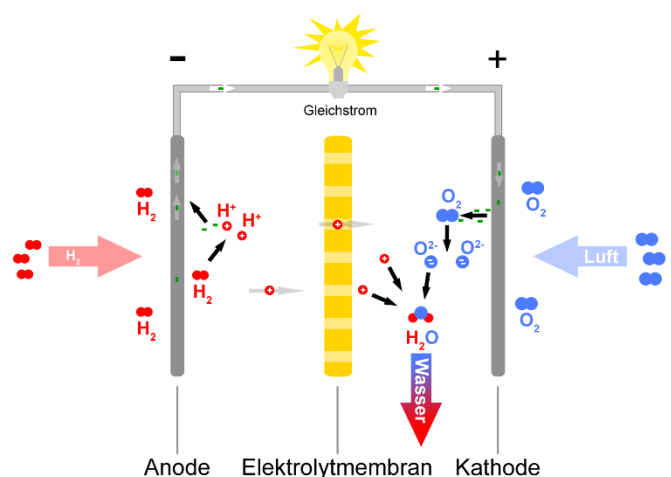
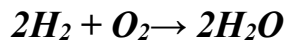


Abbildung 1: Schematischer Aufbau einer Niedertemperaturbrennstoffzelle [2]

## 1.2 Chemische Reaktion in einer Brennstoffzelle

Die ursprüngliche Reaktion geht auf Christian Friedrich Schönbein zurück.



Er hat damit die kalte Verbrennung definiert, welche die meisten Brennstoffzellentypen zur Gewinnung elektrischer Energie nutzen. Es handelt sich hierbei um eine Redoxreaktion. Dabei bildet die Elektrode, an welcher der Wasserstoff zugeführt wird, den Minuspol und die, an der der Sauerstoff zugeführt wird, den Pluspol. Dies bedeutet im Allgemeinen:

1. An der Kathode findet Reduktion statt (Elektronenaufnahme)
2. An der Anode findet Oxidation statt (Elektronenabgabe)

Wichtig ist die kontinuierliche Zufuhr der Reaktionspartner Wasserstoff und Sauerstoff um die Reaktion aufrecht zu erhalten. Prinzipiell läuft die Reaktion folgendermaßen ab. Der Brennstoff, hier Wasserstoff, wird an der Anode katalytisch unter Abgabe von Elektronen zu Protonen oxidiert. Diese gelangen durch die Ionen-Austausch-Membran in die Kammer mit dem Oxidationsmittel (Sauerstoff). Die Elektronen werden aus der Brennstoffzelle abgeleitet und fließen über einen elektrischen Verbraucher zur Kathode. An der Kathode wird das Oxidationsmittel, hier Sauerstoff, durch Aufnahme der Elektronen zu Anionen reduziert, die unmittelbar mit den Wasserstoffionen zu Wasser reagieren. Der Unterschied an Ladungsträgern der bei dieser Reaktion an Anode und Kathode entsteht ist mit einem Potentialunterschied gleichzusetzen. Das heißt, dass bei einer Reaktion in einer einzelnen Zelle ein maximaler theoretischer Potentialunterschied zwischen Anode und Kathode erreicht werden kann. Dieser entspricht den genannten 1,23V. Die Nutzenergie je Mol Gas ergibt sich aus der Gibb'schen Freien Reaktionsenthalpie:

$$\begin{aligned}\Delta G^0 &= -z * F * \Delta E^0 = -2 * 96485 \frac{C}{mol} * 1,23 \\ &= -\frac{475kJ}{2mol H_2} = -237 \frac{kJ}{mol}\end{aligned}$$

$F$  = Faraday - Konstante

$z$  = Elektrodenreaktionsgeschwindigkeit

Die theoretische nutzbare elektrische Ladung beim Austausch der Elektronen ist 26,8Ah/mol. Um die Ausbeute bei Brennstoffzellen zu erhöhen schaltet man mehrere Zellen in Reihe und erhält eine mit der Zellenzahl multiplizierte Einzelspannung. Brennstoffzellen die nach diesem Prinzip arbeiten und eine Polymermembran als Elektrolyt verwenden nennt man PEFC's. Die Tatsache, dass die freigesetzten Elektronen das unterschiedliche Potential direkt in der Zelle

ausgleichen liegt an dem unterdrückten direkten Elektronenübergang durch die Membran. Die Herleitung dieser Gleichungen und die Anwendung sowie chemische Grundlagen können in entsprechender Fachliteratur nachgeschlagen werden.

## 1.3 Unterschiedliche Elektrolyt- und Membrantypen in der Brennstoffzelle

Brennstoffzellen können anhand ihrer enthaltenen Komponenten unterschieden werden. Man kann sie nach der Elektrolytart bzw. der Membranart kategorisieren. Dabei spielt bei reversiblen Brennstoffzellen hauptsächlich die Membran eine Rolle. Sie ist dafür verantwortlich, dass die Brennstoffzelle sowohl die Spaltung von Wasser (Elektrolyseur) ermöglicht als auch die typische Reaktion von Wasserstoff und Sauerstoff zu Wasser (Brennstoffzelle). Normale Brennstoffzellen unterstützen lediglich eine Richtung der Reaktion. Wichtig bei der reversiblen Brennstoffzelle ist jedoch die Unterstützung beider Richtungen. Dabei hat sich die PEFC - Membran als bester Kompromiss zwischen Lebensdauer und Effektivität herausgestellt. In der Praxis werden diese Typen bisher eingesetzt. Die unterschiedlichen Brennstoffzellenarten werden hier kurz genannt, der Hauptteil befasst sich jedoch mit der PEFC – Brennstoffzelle, welche auch für die reversible Brennstoffzelle eingesetzt wird.

### 1.3.1 Alkalische Brennstoffzelle (AFC)

Sie ist eine Niedrigtemperatur - Brennstoffzelle. Aus diesem Grund muss ein Katalysator eingesetzt werden um eine ausreichende Reaktionsgeschwindigkeit zu garantieren. Des Weiteren ist die eingesetzte wässrige Kalilauge als Elektrolyt unverträglich gegenüber Kohlendioxid. Daher beschränkt sich der Einsatz auf reinsten Wasserstoff und Sauerstoff, was technisch aufwendig ist. Sie ist ungeeignet im reversiblen Einsatz. Der Wirkungsgrad von 60% ist jedoch relativ hoch, deshalb wird sie bevorzugt in der Raumfahrt eingesetzt.

### 1.3.2 Direkt Methanol Brennstoffzelle (DMFC)

Ebenfalls eine Niedrigtemperatur - Brennstoffzelle die Katalysatoren benötigt. Sie ist der PEFC ähnlich nutzt jedoch Methanol als Brennstoff und somit ungeeignet als reversible Brennstoffzelle.

### 1.3.3 Phosphorsäure-Brennstoffzelle (PAFC)

Die Phosphorsäure Brennstoffzelle ist eine Mitteltemperaturbrennstoffzelle. Sie wird mit konzentrierter, nahezu wasserfreier Phosphorsäure als Elektrolyt betreiben. Die Verwendung einer Säure als Elektrolyt erlaubt als Brennstoff den Einsatz von CO<sub>2</sub>-haltigen Gasen, da CO<sub>2</sub> nicht mit der Säure reagiert. Somit kann man auch Kohlenwasserstoffe als Brenngase einsetzen. Auch diese eignet sich nicht für eine reversible Brennstoffzelle.

### 1.3.3 Karbonatschmelzen-Brennstoffzelle (MCFC)

Die Karbonatschmelzen-Brennstoffzelle arbeitet im Temperaturbereich von 650 °C. Sie kann Brennstoffe wie Erdgas und andere fossile Brennstoffe verarbeiten. Somit ist dieser Typ nicht nur an Wasserstoff gebunden. Als Elektrolyt dient eine geschmolzene Karbonatverbindung aus zumeist Alkalikarbonaten wie Lithiumkarbonat ( $\text{Li}_2\text{CO}_3$ ) und Kaliumkarbonat ( $\text{K}_2\text{CO}_3$ ). Die Ionenleitung erfolgt über Karbonationen. Aufgrund ihres hohen Temperaturniveaus hat die MCFC im Vergleich zu PAFC einen hohen Wirkungsgrad, der durch parallel noch angetriebene Dampfturbinen auf 60% gesteigert werden kann.

### 1.3.4 Oxidkeramische Brennstoffzelle (SOFC)

Sie ähnelt der MCFC, benutzt aber Keramiken als Elektrolyt. Beide Typen eignen sich aber nicht für den reversiblen Einsatz aufgrund der unverhältnismäßig hohen Kosten und Aufwand der in die Membranforschung für den reversiblen Einsatz investiert werden müsste.

### 1.3.5 Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzelle (PEFC bzw. PEM)

PEM-Systeme werden heute bevorzugt eingesetzt. Sie haben ein elegantes Zelldesign welches ihre Herstellung immens vereinfacht. Die Membranen lassen sich kostenneutral produzieren. Mit diesem Brennstoffzellensystem sind Leistungsdichten im Bereich von 0,1 bis 0,6  $\text{W}/\text{cm}^2$  realisierbar und die Betriebstemperatur liegt typischerweise im Bereich von 60°C bis 120°C. Die Polymermembran fungiert als Elektrolyt, Katalysatorträger und Separator. Die eingesetzte Membran ist eine protonenleitende Polymermembran zwischen Anode und Kathode. Der prinzipielle Aufbau zeigt das folgende Bild.

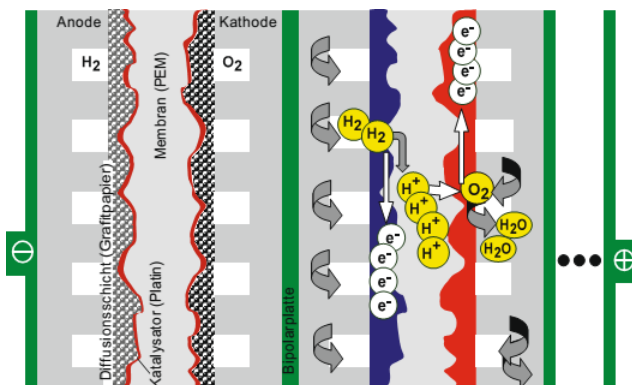


Abbildung 2: Prinzipieller Aufbau der PEM-Brennstoffzelle

In der Brennstoffzelle wird nach dem üblichen Schema Sauerstoff an der Kathode reduziert und Wasserstoff an der Anode oxidiert. Dabei entstehen bei der Oxidation Protonen, die durch die Polymermembran zur Kathode wandern wo sie mit den an den Stromkreis abgegebenen Elektronen,

die ebenfalls zur Kathode laufen, zur Sauerstoffreduktion genutzt werden. Das entstehende Produkt dieser kalten Verbrennung von Wasserstoff ist reines Wasser. Die aufgrund des geflossenen Stroms und der anliegenden Spannung gewonnene elektrische Energie steht dem Verbraucher zur Verfügung. Damit die nötigen chemischen Reaktionen möglichst schnell ablaufen können, müssen spezielle Katalysatoren auf den Elektroden (Gasdiffusionselektroden) in feinsten Verteilung vorliegen. Zurzeit dienen dazu Platin-Nano-Partikel, die auf Kohlenstoffträger abgetrennt wurden.

### 1.3.5.1 Elektrische Eigenschaften und optimaler Arbeitspunkt

Die elektrischen Eigenschaften der PEM – Zelle spielen beim Einsatz in der reversiblen Brennstoffzelle eine wichtige Rolle. Dabei muss der Arbeitspunkt im Einsatz auf den für die Zelle besten Wert eingestellt sein. Die folgenden Kurven zeigen qualitativ den Verlauf für Wirkungsgrad, Spannung und Strom einer PEM – Brennstoffzelle.

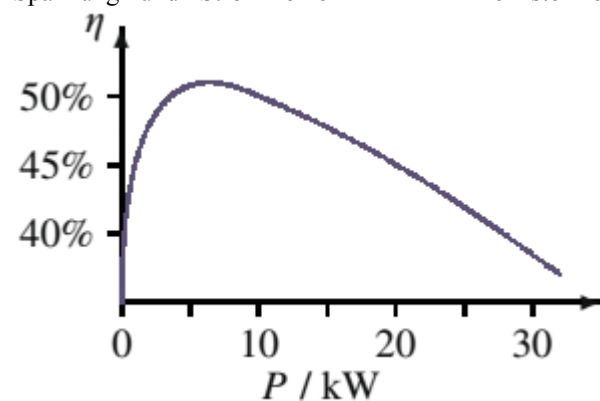


Abbildung 3: Wirkungsgrad in Abhängigkeit der Last

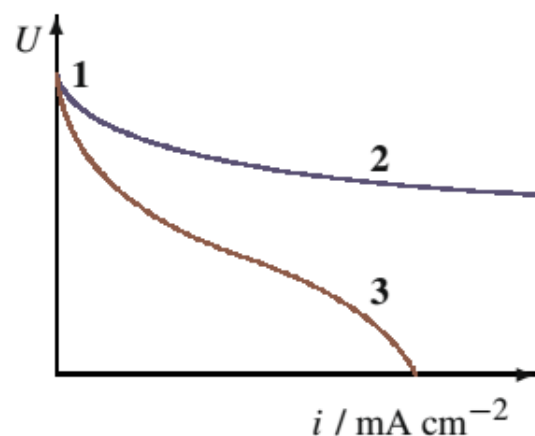


Abbildung 4: Strom-Spannungskurve mit markanten Bereichen

Aus Abbildung 3 erkennt man den Wirkungsgradabfall bei steigender Last. Die Brennstoffzelle hat ihren maximalen



Wirkungsgrad bei kleiner bis mittlerer Leistung. Die maximale Leistung erreicht eine Brennstoffzelle bei mittleren Strömen, da mit steigender Belastung die Spannung sinkt.

Die drei markierten Bereiche in Abbildung 4 beschreiben folgende Eigenschaften, wobei die braue Kennlinie ein Beispiel für eine schlechte Brennstoffzelle darstellt.

1. *Aktivierungsbereich*: Exponentieller Abfall bei kleinen Strömen wegen irreversiblen Elektrodenreaktionen.
2. *Arbeitsbereich*: Linearer Abfall bei mittleren Strömen (Steigung entspricht Innenwiderstand).
3. *Grenzstrombereich*: Starker Abfall bei hohen Strömen weil der Stofftransport gehemmt wird.

Bei der Wahl des Arbeitspunktes müssen zusätzlich noch mehrere Faktoren berücksichtigt werden. Unter anderem die Druckdifferenz zwischen  $H_2$  und  $O_2$ , der Betriebstemperatur, Zellenanzahl und Gewicht sowie Polymermembrantyp. Die Brennstoffzelle die bei dem Gemini-Programm eingesetzt wurde arbeitete mit 32 Zellen der Abmessung 18cm x 20cm was einer Fläche von 360cm<sup>2</sup> entspricht und einer Spannung von ca. 800mV. Man braucht mit diesem Entwicklungsstand 3 Pakete mit 32 Zellen um auf eine Leistung von 2kW bei 80% Wirkungsgrad zu kommen. Ein aktuelles Beispiel zeigt die Weiterentwicklung im Bereich der PEFC's. Im folgenden Diagramm ist mit relativ wenig Fläche und Stapelgröße eine hohe Leistung realisierbar.

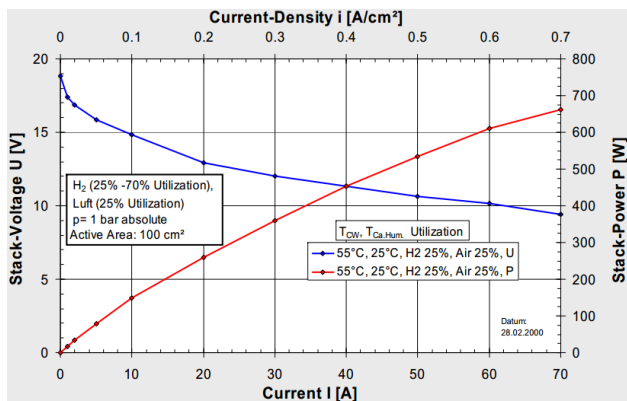


Abbildung 5: Strom-Spannungskennlinie mit Leistungskennlinie (Stapel mit 100cm<sup>2</sup> und 20 Zellen) [3]

## 2 Wirtschaftliche Aspekte [4]

Die Wirtschaftlichkeit der Brennstoffzelle wird von vielen Faktoren bestimmt. Dazu gehören die erforderlichen Investitionen, Strom- und Gaspreise, Betriebsstunden, Wartungskosten, Lebensdauer, Einspeisevergütungen. Für ei-

nen wirtschaftlichen Durchbruch muss die Amortisationszeit unterhalb der Lebensdauer liegen. Wesentlichen Einfluss hat neben den Energiepreisen auch die gewählte Betriebsstrategie (wärme- oder stromgeführter Betrieb, Mischbetrieb aus beidem, Einbindung in ein Dezentrales Energiemanagement-System). Betrachtet man beispielsweise ein stationäres Brennstoffzellenheizsystem, so liegen die Kosten zwischen 7000€ und 15000€ pro kW Leistung. Um Systeme aber Marktreif zu gestalten müssen die Hersteller ein Preisniveau von 1200€/kW bis 2000€/kW erreichen, was auch von den Marktführern in den nächsten Jahren angepeilt wird. Die Kernkomponente der wirtschaftlichen Aspekte wird in Kapitel 3 betrachtet. Dort wird die reversible Brennstoffzellentechnik im Vergleich zu herkömmlichen Akkumulatoren aufgearbeitet. In diesem Segment bietet der Einsatz einer stationären Brennstoffzelle auf Basis von PEFC's eine wirtschaftlich vorteilhafte alternative. Betrachtet man abgesehen davon die Brennstoffzelle im Vergleich zu einer Wärmekraftmaschine (WKM) dann ist ein erkennbarer Vorteil der Brennstoffzelle sichtbar. Sie arbeitet am Effektivsten schon bei sehr niedrigen Temperaturen (Abbildung 6).

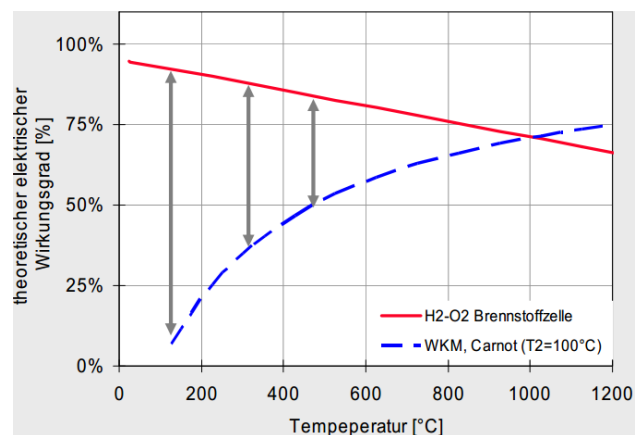


Abbildung 6: Wirkungsgrad Brennstoffzelle (PEFC) im Vergleich zu WKM (Carnot) [3]

## 3 Reversible Brennstoffzellentechnologie [5]

Reversible Brennstoffzellen sind Brennstoffzellen, die durch Elektrolyse wieder Wasserstoff gewinnen können. Diese sind jedoch noch in der Forschungs- und Entwicklungsphase. Vor allem werden aber reversible PEM-Brennstoffzellen untersucht.

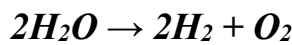
### 3.1 Aufbau

Wie bereits erwähnt sind reversible Brennstoffzellensysteme aus einer herkömmlichen Brennstoffzelle und einem Elektrolyseur aufgebaut. Derzeit werden Brennstoffzellen

getestet, welche die Elektrolyse auch selbstständig durchführen können. Zur Elektrolyse sind lediglich eine Anode und eine Kathode notwendig, welche in das Wasser eingetaucht werden. Die Herausforderung bei der Entwicklung einer Brennstoffzelle, welche beide Reaktionen durchführt ist es geeignete Katalysatoren zu finden, die für beide Betriebsarten geeignet sind. Weiterhin sind stabile Zellmaterialien notwendig die trotz der unterschiedlichen Bedingungen in einem wechselnden Betrieb standhalten. Zusätzlich muss eine Struktur entwickelt werden, die die Wasser- und Gasabfuhr in beiden Betriebsarten sicherstellt.

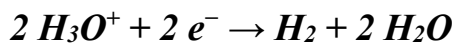
### 3.2 Funktionsweise

Der reversible Prozess in einer Brennstoffzelle besteht außer der Reaktion von Wasserstoff und Sauerstoff zu Wasser noch aus der Elektrolyse von Wasser zu Wasserstoff und Sauerstoff unter Energiezufuhr:

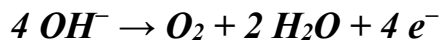


Diese Reaktionsgleichung ist aufgebaut aus folgenden Einzelreaktionen:

Kathode:



Anode:



Die Energiezufuhr erfolgt dadurch über eine Gleichspannungsquelle, die elektrische Energie liefert und so die Redoxreaktion vorantreibt. Wie in der folgenden Abbildung gezeigt wird, werden die Wasserstoffatome von der Kathode angezogen, während die Sauerstoffatome zur Anode wandern.

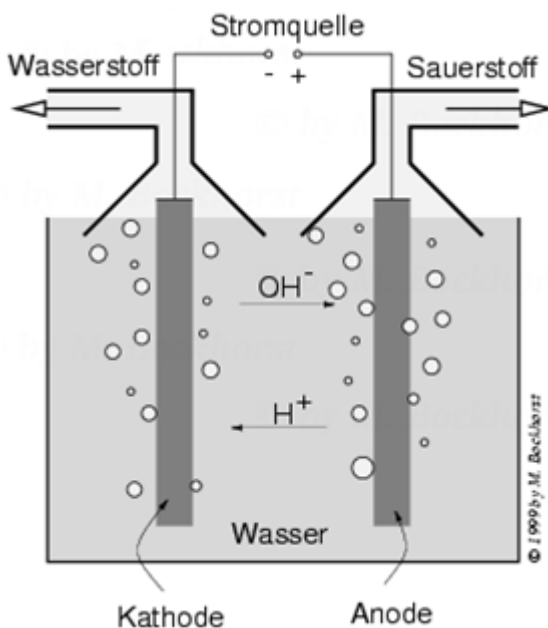


Abbildung 7: Elektrolyse von Wasser

### 3.3 Wirtschaftliche Aspekte

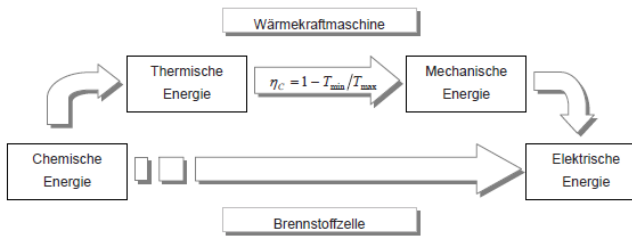
Wird Wasserstoff als langfristiger Energiespeicher eingesetzt ist ein Elektrolyseur notwendig. Um aber die Komplexität zu verringern und kompaktere Systeme zu erhalten sind reversible Brennstoffzellen von Vorteil. Die Anwendungsbereiche sind vor allem autonome Energieversorgungssysteme und Systeme zur unterbrechungsfreien Stromversorgung mit langen Backup-Zeiten. Beispielsweise könnten sie zusammen mit Photovoltaik-Modulen betrieben werden wodurch eine autarke Energieversorgung erreicht werden könnte. Gerade in der Automobilindustrie könnte so der Einsatz von Akkumulatoren vermieden werden.

#### 3.3.1 Vergleich von Akkumulator und reversiblen Brennstoffzelle

Im Vergleich zu herkömmlichen Akkumulatoren haben reversible Brennstoffzellen einige Vorteile. Schon alleine dadurch, dass ein bei den Akkumulatoren erforderliches Aufladen bei der reversiblen Brennstoffzelle entfällt, hat eine netzunabhängige Betriebszeit zur Folge. Ein weiterer Vorteil sind die umweltfreundlichen Materialien und die bis zu fünfmal höhere Lebensdauer. Wohingegen Akkumulatoren viele umwelt- und gesundheitsschädliche Stoffe enthalten. Weiterhin zu berücksichtigen sind die geringeren Preise und das geringere Gewicht, was gerade in der Automobilindustrie eine entscheidende Rolle spielen könnte. Beispielsweise liefert das Batteriepaket im Tesla Roadster 0,5kW/kg, während PEMFC-Brennstoffzellen bereits 1,3kW/kg erreichen können. Die Probleme sind jedoch die Wasserstofftanks, die nicht nur enorm viel Platz benötigen, sondern auch sehr sicher und leistungsstark sein müssen. Hier muss auch die Überhitzung und Befeuchtung kleinerer Geräte berücksichtigt werden, welche bei Verwendung von Brennstoffzellen auftreten können. [6]

## 4 Vorteile und Probleme

Brennstoffzellen arbeiten wie Batterien als chemische Wandler, können jedoch auch wie Verbrennungsmotoren ihren Brennstoff aus einem Tank beziehen. Da bei den Brennstoffzellen die chemische Energie auf direktem Wege in elektrische Energie umgewandelt wird und nicht wie beim Verbrennungsmotor zunächst in thermische und mechanische Energie was in Abbildung 8 zu sehen ist, arbeiten sie deutlich effizienter. Weiterhin gibt es keine bewegten Teile, was eine hohe Zuverlässigkeit und eine hohe Lebensdauer zur Folge hat. Daraus resultiert auch, dass sie keinen Lärm verursachen. Ein wichtiger Vorteil von Brennstoffzellen ist auch die Vermeidung des Schadstoffausstoßes. Während bei einem Verbrennungsmotor NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> oder Partikelemissionen auftreten, ist das einzige Abfallprodukt der Brennstoffzelle Wasser. Das Abfallprodukt kann auch wieder dem reversiblen Kreislauf dadurch zugeführt werden, indem man das Wasser bei Energieüberschuss wieder in seine Bestandteile zerlegt. Somit bildet dieses System einen geschlossenen Kreislauf.



**Abbildung 8: Vergleich von Brennstoffzelle und Wärmekraftmaschine**

Obwohl diese Vorteile eine überzeugende Wirkung haben gibt es bei dem aktuellen Stand der Technik einen erheblichen Faktor, der die Verwendung von Brennstoffzellen noch stark einschränkt: Die Kosten. Da diese teilweise enorm ausfallen sind Brennstoffzellen nur in wenigen Spezialgebieten, wie zum Beispiel in der Raumfahrt wettbewerbsfähig. Ein weiteres Problem bildet die noch hohe volumetrische Leistungsdichte (Leistung pro Volumen) im Vergleich zu herkömmlichen Verbrennungsmotoren oder Batterien. Lediglich die gravimetrische Leistungsdichte (Leistung pro Masse) ist bei Brennstoffzellen auf einem vergleichbaren, wenn nicht sogar höheren Niveau. [8]

## 5 Weiterentwicklungsmöglichkeiten

### 5.2 Ameisensäure als Wasserstoffspeicher

Die Speicherung von Wasserstoff ist noch immer ein Problem in der Energietechnik, da es ein sehr flüchtiges Gas mit einer geringen Dichte ist. Rostocker Forschern ist es gelungen eine neue Möglichkeit zur Gewinnung und Speicherung von Wasserstoff zu entwickeln. Mit Hilfe eines Eisenkatalysators ist es gelungen auf effiziente Art und Weise Wasserstoff aus Ameisensäure zu gewinnen. Ameisensäure wird von mehreren Insekten oder auch Brennesseln produziert. Außerdem ist es ein Nebenprodukt bei der Produktion von Essigsäure. Nachteil an diesem Verfahren ist der Ausstoß von  $\text{CO}_2$ , welches aber wieder in Biocarbonaten gebunden werden kann, die inzwischen abermals wieder in kleinem Maßstab zur Wasserstoffgewinnung dienen können. [7]

### 5.1 Nickel-Lösung

Noch ist die Gewinnung von sauberem Wasserstoff mittels Solarstrom sehr teuer. Forscher der Stanford University haben jedoch eine Möglichkeit gefunden um die Effizienz dieses Verfahrens deutlich zu verbessern. Wird eine zwei Nanometer dicke Nickelschicht auf der Siliziumelektrode aufgebracht schützt diese nicht nur vor Korrosion durch den Sauerstoff sondern steigert die Effizienz dieses Verfahrens um bis zu 25%. Allerdings muss diese Technik erst an einem Langzeitversuch getestet werden, bevor es in einer kommerziellen Anwendung verwendet werden kann. [8]

## 6 Fazit

Die Nutzung von Brennstoffzellen als Energiequelle ist aktuell vor allem wegen den noch zu hohen Kosten in den meisten Anwendungsbereichen eher eingeschränkt. Aber nicht nur Forschungsinstitute, sondern auch viele Firmen sind daran, die Technologien zu testen und weiterzuentwickeln. Vor allem in der Automobilindustrie spielt eine Alternative zu den fossilen Brennstoffen eine immer größere Rolle. Entscheidend an einer neuen Technologie ist dabei, dass die Energiequelle längerfristig vorhanden ist und auch gespeichert werden kann. Diesen Anforderung werden Brennstoffzellen gerecht. Ein stundenlanges Aufladen für kurze Fahrten wie es bei aktuellen Elektroautos der Fall ist entfällt. Aktuelle Tests mit einem Forschungsfahrzeug von Toyota erreichten eine Reichweite von 650km. Dabei dauerte das „Tanken“ nicht länger als bei herkömmlichen Diesel- oder Benzinfahrzeugen. Bei einer reversiblen Brennstoffzelle würde das Tanken sogar noch drastischer reduziert werden. Der aktuelle Wirkungsgrad der Wasserelektrolyse liegt bei über 70%. Die Reichweite von einem Fahrzeug würde sich somit enorm steigern. Wenn die Technologien erst einmal weiterentwickelt sind, die Brennstoffzellensysteme rentabel machen, steht einer Nutzung in Zukunft nichts mehr im Wege.

## 7 Literatur

- [1] Kurzweil, Peter: Brennstoffzellentechnik Grundlagen. Wiesbaden: Springer Fachmedien, 2013
- [2] Wikipedia, unter: <http://de.wikipedia.org/wiki/Brennstoffzelle> (abgerufen am 02.12.2013)
- [3] BBA-BW: Grundlagen zur Brennstoffzellen- und Wasserstofftechnologie. Unter: [http://www.bba-bw.de/files/vortrag\\_bz-grundlagen-wbzu.pdf](http://www.bba-bw.de/files/vortrag_bz-grundlagen-wbzu.pdf) (abgerufen am 02.12.2013)
- [4] Prof. Dr. Erdmann, Georg: Technische Universität Berlin, unter: [http://www.tu-berlin.de/fileadmin/f12/Downloads/koop/publikationen/09\\_02\\_br4\\_erdmann.pdf](http://www.tu-berlin.de/fileadmin/f12/Downloads/koop/publikationen/09_02_br4_erdmann.pdf) (abgerufen am 03.12.2013)
- [5] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE: Reversible Brennstoffzellen, unter: <http://www.ise.fraunhofer.de/de/geschaeftsfelder-und-marktbereiche/wasserstofftechnologie/wasserstoffherzeugung-und-speicherung/projekte-elektrolyse/reversible-brennstoffzellen-langzeitspeicher-fuer-elektrische-energie> (abgerufen am 06.12.2013)
- [6] Gerhard Reich, Marcus Reppich: Regenerative Energietechnik, S.199,200,247
- [7] DPA: Neue Methode zur Wasserstoffspeicherung entwickelt, unter: [http://www.focus.de/wissen/natur/wissenschaft-neue-methode-zur-wasserstoffspeicherung-entwickelt\\_aid\\_668194.html](http://www.focus.de/wissen/natur/wissenschaft-neue-methode-zur-wasserstoffspeicherung-entwickelt_aid_668194.html) (abgerufen am 06.12.2013)
- [8] Kevin Bullis: Die Nickellösung, unter: <http://www.heise.de/tr/artikel/Die-Nickel-Loesung-2048071.html> (abgerufen am 06.12.2013)

# Neues Energiespeicherkonzept für erneuerbare Energien in Form von Lageenergiespeicherung

## New energy storage concept for renewable energies in the form of potential energy storage

Johannes Rapp, B. Eng., HTWG, Konstanz, Deutschland, jorapp@htwg-konstanz.de

Christian Ganser, B. Eng., HTWG, Konstanz, Deutschland, chganser@htwg-konstanz.de

### Kurzfassung

Der höhere Anteil regenerativer Energien, sowie deren von Wetter und Jahreszeit abhängige Verfügbarkeit, stellen neue Herausforderungen an die Versorgungssicherheit. Dem kann durch den Ausbau von Energiespeicherkapazitäten begegnet werden. Eine Möglichkeit dieser Speicherung wäre die Nutzung von Lageenergiespeichern. Es werden die Wirkungsweise, sowie technische Vor- und Nachteile des Lageenergiespeichers gegenüber anderen Speichertechnologien aufgezeigt.

### Abstract

The higher share of sustainable energy and there from weather and seasons depending availability are creating new tasks to sustain service security. This problem can be approached by an increase of energy storage capacities. A possibility to realize this storage capacity can be the use of potential energy storage. The mode of operation, as well as the advantages and disadvantages of the potential energy storage in comparison to other storage technologies will be shown.

## 1 Einleitung

Eine große Herausforderung bei der Umstellung der Stromversorgung, hin zu regenerativen Energien, ist der Ausgleich zwischen der Nachfrage und dem Angebot an Energie. Durch den, inzwischen starken Ausbau an regenerativen Energien, befindet man sich in einer Situation, in der die zur Verfügung stehende Energie zu einem großen Teil vom Wetter, sowie der Tages- und Jahreszeit abhängt. Dies ist an einem Beispiel für einen ausgewählten Tag in Bild 1 gezeigt. Die Energiewandlung von Wind-, Wasser- und Sonnenenergie in elektrische Energie ist also nicht zu jedem Zeitpunkt und in beliebigem Umfang möglich. Deshalb werden konventionelle Kraftwerke verwendet um einem mangelnden Energieangebot, außerhalb der möglichen Wandlungszeitpunkte regenerativer Energiequellen, entgegen zu wirken. Der auftretende Energieüberschuss, den regenerative Energiequellen zu ihren Spitzenwandlungszeiten bieten, bleibt derzeit jedoch weitgehend ungenutzt. Würde man diese Energie speichern, wäre ein ausreichendes Angebot an Energie rund um die Uhr sichergestellt. Es fände also ein Ausgleich zwischen der Nachfrage und dem Angebot an Energie, mit Energie aus rein regenerativen Quellen, statt.

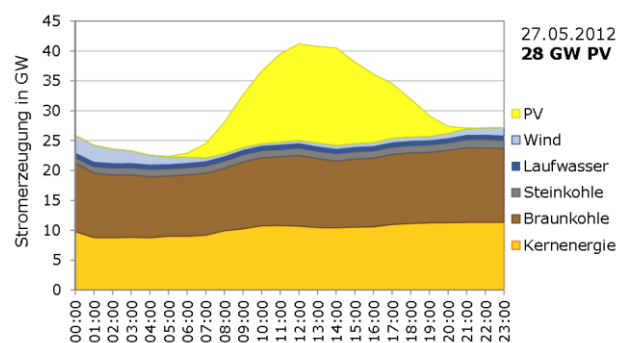
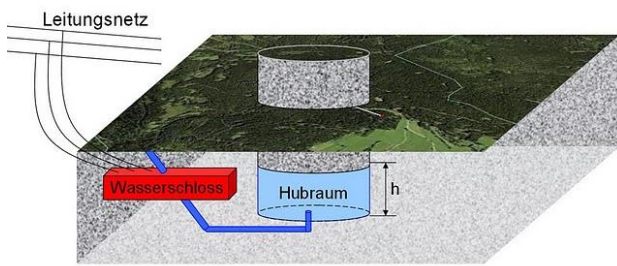


Bild 1 Energiemix eines Tages [1]

Der Grund, weshalb der Energieüberschuss regenerativer Energiequellen weitgehend ungenutzt bleibt, liegt darin begründet, dass die verfügbaren Energiespeichertechnologien aus vielerlei Hinsicht unrentabel sind. Eine neue Speichertechnologie könnte diese Situation ändern. Diese Speichertechnologie wandelt die überschüssige elektrische Energie in Lageenergie um und wandelt diese bei Bedarf wieder zurück zu elektrischer Energie. Gemeint sind mit dieser Technologie jedoch keine klassischen Pumpspeicherkraftwerke. Die neue Technologie wandelt Energie ohne Bedarf an natürlichen Höhenunterschieden und ohne auf große Flächen für Stauseen angewiesen zu sein. Im nachfolgenden Bild 2 wird dieser neuartige Lageenergiespeicher veranschaulicht.





**Bild 2** Veranschaulichung des Lageenergiespeichers [2]

Zu sehen ist, dass dieser Lageenergiespeicher aus einem Zylinder besteht, der auf ein gewisses Niveau angehoben wird. Zum Anheben wird überschüssige elektrische Energie verwendet. Mit dieser Energie werden Wasserturbinen angetrieben und der entstehende Wasserdruck hebt dann den Zylinder. Bis auf die, durch den Wirkungsgrad bedingten, Verluste wird somit die elektrische Energie in Form von Lageenergie gespeichert. Die Rückwandlung in elektrische Energie geschieht in umgekehrter Weise. Die Wasserturbinen dienen dann als Generator. Der wesentliche Vorteil dieser Technologie beruht darauf, dass nur sehr wenig Fläche der Landschaft in Anspruch genommen wird, um auf eine Energiespeicherkapazität zu gelangen, wie es mit klassischen Pumpspeicherkraftwerken der Fall ist.

Dieser wissenschaftliche Beitrag fasst die Funktionsweise des Lageenergiespeichers zusammen und stellt Vergleiche zu anderen Speichertechnologien her.

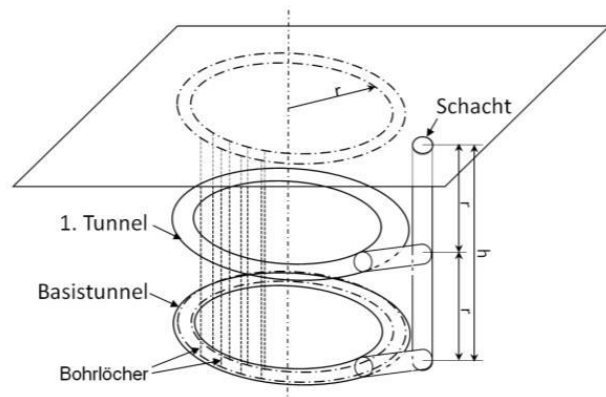
## 2 Aufbau und Funktion des Lageenergiespeichers

In diesem Abschnitt werden der Aufbau und die Funktion des Lageenergiespeichers beschrieben. Im Anschluss daran werden beispielhafte Auslegungen des Lageenergiespeichers aufgezeigt.

### 2.1 Aufbau des Lageenergiespeichers

Der Lageenergiespeicher besteht aus einem heb- und senkbarem Steinzylinder, Tunnel, Wasserpumpen, Wasserturbinen und Dichtungen. Es wird ein Steinzylinder mit dem Radius  $r$  aus dem Erdreich freigelegt. Dazu müssen zunächst Tunnel in unterschiedlichen Ebenen um den vorgesehenen Zylinder eingebracht werden. Ein Tunnel befindet sich in der Tiefe  $r$  ein weiterer in der Tiefe  $2r$ . Zum Einbringen dieser Tunnel wird als erstes ein Schacht mit der Tiefe  $h = 2r$  in das Erdreich eingebracht. Das Bild 3 veranschaulicht diesen Vorgang. Der Tunnel in der Tiefe  $h$  (Basistunnel) wird benötigt, um die Bodenplatte des Steinzylinders abzutrennen. Nach Fertigstellung wird über diesen Tunnel der Speicher mit Wasser versorgt. Der höher gelegene Tunnel (1. Tunnel) wird, im weiteren Konstruktionsverlauf, benötigt um ein Dichtungssystem zu montieren. Vom Basistunnel ausgehend wird die Bodenplatte des Steinzylinders abgetrennt. Der Mantel des Zylinders wird von der Erdoberfläche ausgehend zum ersten Tunnel und anschließend zum Basistunnel hin vom umliegenden Erdreich befreit. Die abgetrennten Flächen

werden versiegelt, um ein Nachrutschen von Gestein und Erdreich zu vermeiden und um die freigelegten Flächen vor Eindringen von Wasser zu schützen. Danach wird eine Dichtungsvorrichtung in Tiefe  $r$  um den Zylinder herum angebracht. Ebenso werden die benötigten Pumpen und Turbinen installiert.



**Bild 3** Tunnel und Bohrlöcher [3]

### 2.2 Funktion des Lageenergiespeichers

Wie Eingangs bereits beschrieben besteht der Lageenergiespeicher aus einem Steinzylinder, der mit Hilfe von Wasserdruck, erzeugt aus elektrischer Energie, auf ein bestimmtes Niveau angehoben wird. Die dadurch in Lageenergie umgewandelte elektrische Energie, kann beim absenken des Steinzylinders, erneut in elektrische Energie zurückgewandelt werden. Dazu wird das unter dem Steinzylinder angesammelte Wasser zum Antrieb von Wasserturbinen verwendet.

Die in einem Lageenergiespeicher gespeicherte Energie kann, wie folgend beschrieben, berechnet werden. Wählt man für den Lageenergiespeicher einen Zylinder mit Radius  $r$  und einer Zylinderhöhe  $h_{\text{Zylinder}} = 2r$  so kann dieser bis zu einer Höhe  $h_{\text{Zylinder}} / 2$  angehoben werden. Auf dieser Höhe ist der Zylinder noch hydrostatisch stabil.

Die Energie  $E_{\text{gesamt}}$  in einem hydraulisch angehobenen Zylinder, berechnet sich aus der Summe der Energie im Zylinder  $E_{\text{Zylinder}}$  und der Energie des Wassers unterhalb des Zylinders  $E_{\text{Wasser}}$ .

Generell gilt für die potentielle Energie  $E$  einer Masse  $m$ , die im Schwerfeld der Erde, mit der Erdbeschleunigung  $g$  um die Höhe  $h$  angehoben wird:

$$E = m * g * h \quad \{1\}$$

Die Masse  $m_{\text{Zylinder}}$  des Zylinders errechnet sich aus der Dichte  $\rho_{\text{Zylinder}}$  des Gesteins und seiner Geometrie zu:

$$m_{\text{Zylinder}} = \pi * r^2 * h_{\text{Zylinder}} * \rho_{\text{Zylinder}} \quad \{2\}$$

Wenn das Wasser der Oberfläche entnommen wird und unter den Zylinder gepumpt wird, hat es bei einer Dichte des Wassers  $\rho_{\text{Wasser}}$  eine Masse  $m_{\text{Wasser}}$  von:

$$m_{\text{Wasser}} = \pi * r^2 * h_{\text{Wasser}} * \rho_{\text{Wasser}} \quad \{3\}$$



Damit erhält man für die gespeicherte Energie  $E_{gesamt}$ , wenn der Zylinder maximal ausgefahren ist:

$$E_{gesamt} = E_{Zylinder} + E_{Wasser} \quad \{4\}$$

Mit der Energie des Zylinders:

$$E_{Zylinder} = m_{Zylinder} * g * h_{Wasser} \quad \{5\}$$

Und der Energie des Wassers:

$$E_{Wasser} = m_{Wasser} * g * (-h_{Zylinder} + 1/2 h_{Wasser}) \quad \{6\}$$

Wenn man nun  $h_{Wasser} = r$  setzt und  $h_{Zylinder} = 2*r$  wählt ergibt dies eingesetzt in Formel 4:

$$E_{gesamt} = m_{Zylinder} * g * r + m_{Wasser} * g * (-3/2 * r) \quad \{7\}$$

Nun werden noch die Formeln 2 und 3 in 7 eingesetzt. Man erhält:

$$E_{gesamt} = \pi * r^2 * 2 * r * \rho_{Zylinder} * g * r + \pi * r^2 * r * \rho_{Wasser} * g * (-3/2 * r) \quad \{8\}$$

Die Vereinfachung der Formel 8 führt zu:

$$E_{gesamt} = \pi * r^4 * g * (\rho_{Zylinder} * 2 - \rho_{Wasser} * 3/2) \quad \{9\}$$

Entscheidend ist der zweite Term. Der Radius taucht in der vierten Potenz auf. Dies hat eine wichtige Konsequenz. Es bedeutet nämlich, dass die Speicherkapazität durch Verdopplung des Radius auf das 16-fache gesteigert werden kann.

### 2.3 Betrachtung verschiedener Ausführungen des Lageenergiespeichers

Um einen Eindruck von der Energiespeicherkapazität des Lageenergiespeichers zu bekommen, ist in nachfolgendem Bild 4 die Energiemenge als Funktion des Zylinder-radius dargestellt. Einige ausgewählte Radien des Lageenergiespeichers sind in Tabelle 1 aufgeführt.

Radius [m]	50	100	500	1000
Kapazität [GWh]	0,2	3,168	1980	31675

Tabelle 1 Speicherkapazität für ausgewählte Radien

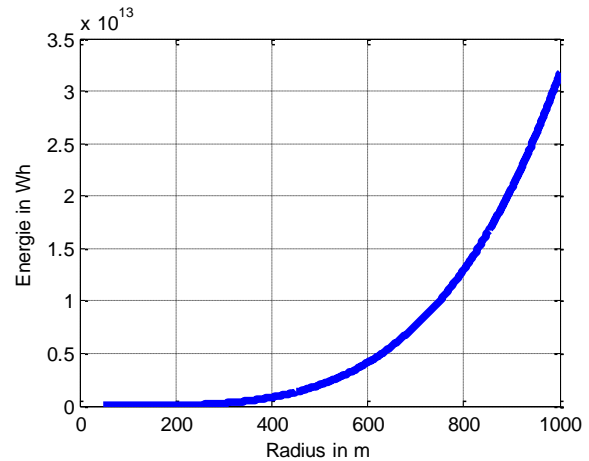


Bild 4 Energiemengen in Abhängigkeit der Radien

## 3 Vergleich des Lageenergiespeichers mit anderen Energiespeichertechnologien

Ein Vergleich des beschriebenen Lageenergiespeichers mit anderen, teilweise bereits im Einsatz befindlichen Energiespeichertechnologien, wird in diesem Abschnitt aufgezeigt.

### 3.1 Pumpspeicherkraftwerk

Bei Pumpspeicherkraftwerken wird mit überschüssiger elektrischer Energie Wasser aus geringer Höhe in weit höher gelegene, künstlich geschaffene oder natürlich vorkommende, Staubecken gepumpt. Die elektrische Energie wird, bei diesem Typ eines Energiespeichers, ebenso in Lageenergie gewandelt. Nachteilig bei dieser Technologie ist jedoch, dass die zur Energierückwandlung hin zu elektrischer Energie (Generatorbetrieb), benötigten Fallhöhen in der Natur nicht an jedem beliebigen Ort gegeben sind. Man ist deshalb mit der Wahl des Standortes dieser Speicher auf Bergregionen beschränkt. Ein weiterer wesentlicher Nachteil besteht darin, dass die Speicherkapazität vom verwendeten Wasservolumen und damit der Größe des Stausees abhängt. Es müssen große Flächen geflutet werden um eine hohe Energiekapazität zu erreichen. Dies beeinflusst stark die örtliche Flora und Fauna. Beim Lageenergiespeicher werden hingegen keine natürlich vorkommenden Höhenunterschiede benötigt und es müssen auch keine Stauseen geschaffen werden. Die nachfolgende Tabelle 2 zeigt eine Auswahl an Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland auf und gibt eine Übersicht zur energetischen Kapazität.

Das Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal (Thüringen) ist mit einer Speicherkapazität von rund 8,5 GWh das größte in Deutschland. Wie bereits beschrieben waren zum Bau dieser Kraftwerke bzw. Energiespeicher teilweise gravierende Eingriffe in die Natur notwendig.

Der höchste Wirkungsgrad der Kraftwerke in Tabelle 2 beläuft sich auf 77%.

Name	Kapazität [MWh]
Goldisthal	8480
Markersbach	4018
Wehr	6073
Waldeck II	3428
Hohenwarte II	2087
Witznau	626
Häusern	463
Leitzachwerk I	550
Forbach	198

**Tabelle 2** Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland [4]

### 3.2 Batterien

Sogenannte Batteriespeicherkraftwerke eignen sich nicht um Energiemengen im Bereich der Pumpspeicherkraftwerke bzw. des vorgestellten Lageenergiespeichers zu speichern. Diese Form von Kraftwerk wird primär zur Abdeckung der Spitzenlast und zur Netzstabilisierung verwendet. Im privaten Bereich werden sie eingesetzt, um Ertragsüberschüsse von Photovoltaikanlagen zu speichern. Die verwendeten Akkumulatoren verschleifen jedoch und weil zur Herstellung der teuren Akkumulatoren eine sehr große Menge an Rohstoffen benötigt wird, sind diese Systeme unwirtschaftlich. Zwei ausgewählte Großprojekte bei denen Batteriespeicher eingesetzt wurden und eines das noch in Betrieb ist, sind in der nachfolgenden Tabelle 3 dargestellt.

Blei Akkumulatoren haben einen Wirkungsgrad von 60% bis 70%, Nickel-Cadmium Akkumulatoren einen von ca. 70% und Lithium-Ionen einen von ca. 80%. [5]

Name (Ort - Post)	Kapazität [MWh]	Anzahl Akkumulatoren (Typ)
Berliner Kraft- und Licht (Berlin - D) Betrieb: bis 1994	14,4	7080 (Pb)
Chino Battery Storage Project (Chino - CA) Betrieb: bis 1997	40	8256 (Pb)
Golden Valley Electric – Fairbanks (Fairbanks - AK) Betrieb: aktiv	6,8	13760 (NiCd)

**Tabelle 3** Batteriespeicherkraftwerke [6] [7]

### 3.3 Power to Gas to Power

Bei Power to Gas wird elektrische Energie in Gas umgewandelt. Das hieraus entstandene Gas kann in unterirdischen Lagerstätten im großen Maßstab gespeichert werden und bei Bedarf wieder in elektrische Energie gewandelt werden. Dieser Unterpunkt geht auf die einzelnen Schritte

des Power to Gas to Power Prozesses ein, führt bereits vorhandene Anlagen auf und geht auf den Wirkungsgrad des Verfahrens ein.

#### 3.3.1 Power to Gas

Power to Gas ist ein aus zwei Schritten bestehender Prozess. Zuerst wird Strom in Wasserstoff umgewandelt. Hierzu sind momentan zwei Technologien in der Anwendung. Zum einen die Polymer Elektrolyt Membrane (PEM) und zum anderen die Alkalische Elektrolyse (AE). Die PEM Technik ist verhältnismäßig neu und kann im gesamten Leistungsspektrum, also von Null bis zur maximalen Leistung betrieben werden. Die Alkalische Elektrolyse hingegen muss bei mindestens 20% bis 40% der maximalen Leistung betrieben werden. Bei der Alkalischen Elektrolyse Technologie sind allerdings schon größere Anlagen ausgiebig erprobt worden. In der Tabelle 4 sind einige aktuelle Anlagen aufgeführt. Der Wirkungsgrad derzeit existierender Anlagen liegt zwischen 52% und 85%. [8]

Projektname	Typ	Nm³/h	MW	Wirkungsgrad
Hydrogen Wind Farm Sotavento	AE	60	0,32	66%
SWB Project, Neunburg vorm Wald	AE	22.3	0,1	79%
	AE	20	0,1	71%
Hidrolica, Tahivilla	PEM	6	0,041	52%
Hydrogen Energy Storage System, Takasago Thermal Engineering	PEM	5	0,028	63%
Solar Fuel Beta-Plant Audi, Werlte	AE	1245	6,3	70%
Demonstration Plant EON, Falkenhagen	AE	360	2	64%
RH2 WKA	AE	200	1	71%
Hybrid Power Plant Enertrag, Prenzlau	AE	120	0,5	85%

**Tabelle 4** Power to Gas Anlagenbeispiele [9]

Der erzeugte Wasserstoff kann im zweiten Schritt in drei Varianten Weiterverwendung finden. Der Wasserstoff kann beispielsweise direkt in Brennstoffzellen zur Elektrizitätsgewinnung eingesetzt werden.

Eine weitere Methode ist das Einspeisen des Wasserstoffs in das vorhandene Gasnetz. Bei einer Beimischung von unter 4% müssen keine Veränderungen vorgenommen werden. Darüber müssen Änderungen an Gasturbinen erfolgen. Bei einer Konzentration von weniger als 20% ist die Vermischung mit Luft, die Explosionsgefahr und das

Explosionsverhalten bei einer Leckage vergleichbar mit dem von Erdgas. [10]

Die dritte Variante wandelt den Wasserstoff durch die Verwendung von Kohlendioxid zu Erdgas um und wird auch als CO<sub>2</sub>-Methanisierung bezeichnet. Das hierfür verwendete Kohlendioxid kann aus der Luft gefiltert und von Verbrennungsprozessen und Biogasanlagen gewonnen werden. Die CO<sub>2</sub>-Methanisierung wird bereits in der Kohlevergasung eingesetzt und hat einen Wirkungsgrad von 75% bis 85%. [8] [10]

### 3.3.2 Gasspeicherung

Gase können in Druckbehältern für längere Zeit gespeichert werden. Momentan werden bereits Erdgasspeicher auf der ganzen Welt betrieben um Nachfragespitzen, zum Beispiel im Winter, aufzufangen.

Bei diesen Speichern handelt es sich um unterirdische Lagerstätten. Es gibt zwei verschiedene Varianten der unterirdischen Gasspeicherung. Die Verwendung eines Hohlraumes im Erdreich, gleich eines überdimensionierten Tanks, ein Erdgas-Kavernenspeicher (EKS) und die Speicherung des Gases in Gesteinsporen, einem Erdgas-Porenspeicher (EPS). Die Speicher Methoden hängen von der jeweiligen geologischen Beschaffenheit vor Ort ab. Kavernenspeicher können beispielsweise durch das Lösen und Ausspülen von Salz entstehen. Kavernenspeicher haben ein höheres Nutzvolumen im Vergleich zum Gesamtvolumen als Porenspeicher aufzuweisen. Die Differenz zwischen Nutz- und Gesamtvolumen gibt an wie viel Gas im Speicher vorhanden ist, ohne dass es genutzt werden kann. In der Tabelle 5 sind einige deutsche Speicher aufgeführt und als Vergleichsgröße die Gesamtspeicherkapazität einiger Länder. [11]

Standort	Geologie	Nutzbar Mio. m <sup>3</sup>	Speicher	TWh Erdgas
Rehden	Zechstein	4.200	EPS	45,8
Bierwang	Tertiär (Chatt)	1.450	EPS	15,8
Breitbrunn/Eggstätt	Tertiär (Chatt)	992	EPS	10,8
Epe-E.ON	Zechstein	2.094	EKS	22,8
Nüttermoor	Zechstein	1.223	EKS	13,3
Deutschland		20.400		222
USA		121.400		1323
Russland		95.620		10423

**Tabelle 5** Die Berechnungen von TWh Erdgas nehmen einen Energiegehalt von 10.6 kWh/m<sup>3</sup> Gas an. [12]

### 3.3.3 Rückwandlung Gas zu elektrischer Energie

Hier werden die drei unterschiedlichen Gas Varianten aus Abschnitt 3.3.1 wieder aufgegriffen.

Die Erzeugung elektrischer Energie aus Wasserstoff ist durch Brennstoffzellen möglich. Aktuelle Brennstoffzellen haben einen Wirkungsgrad von 50% bis 60%. [13]

Bei der Verstromung von Erdgas kann ein Wirkungsgrad von bis zu 47% erreicht werden. [14]

Wenn auch noch die erzeugte Wärme durch Kraft-Wärme-Kopplung genutzt wird steigt der Wirkungsgrad. Das Erdgaskraftwerk Emsland hat hierdurch einen Wirkungsgrad von 59,2% in Block D, gegenüber dem Block B/C ohne Kraft-Wärme-Kopplung, der nur zur Stromerzeugung betrieben wird. [15]

### 3.3.4 Gesamtbetrachtung Power to Gas to Power

Dieser Abschnitt verbindet die Power to Gas, die Gasumformung, Speicherung und Rückgewinnung der Elektrizität miteinander. Durch die Multiplikation der in den vorigen Abschnitten dargestellten Wirkungsgrade werden die Gesamtwirkungsgrade berechnet.

Für die Variante mit Wasserstoffgas und der Verwendung von Brennstoffzellen gilt. Es ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad von 25% bis 51%, durch das Zusammenspiel der Elektrolyse und der Brennstoffzelle.

Die Beimischung zum Erdgas kann einen Wirkungsgrad von 21,8% bis 40% erreichen, beziehungsweise 50,3% mit Kraft-Wärme-Kopplung.

Die CO<sub>2</sub>-Methanisierung erreicht einen Wirkungsgrad von 16,4% bis zu 34%. Bei der Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung können 42,8% erreicht werden.

Durch die Rückwandlung der Energie in Brennstoffzellen kann hier mit 51% der höchste Wirkungsgrad erreicht werden. Wie aus Tabelle 5 hervorgeht ist auch die Speicherung von Leistungen im TWh Bereich in einer einzigen Lagerstätte über Monate hinweg möglich.

### 3.4 Druckluftspeicher

Druckluftspeicherkraftwerke sind Speicherkraftwerke, in denen Druckluft als Energiespeicher verwendet wird. Nach der englischen Bezeichnung *Compressed Air Energy Storage* werden diese Kraftwerke auch abgekürzt CAES-Kraftwerke genannt. Ein Druckluftspeicherkraftwerk verwendet überschüssige elektrische Energie um einen Kompressor anzutreiben, der Luft komprimiert und in einen Speicher pumpt. Bei Bedarf an elektrischer Energie werden mit dieser Druckluft Turbinen angetrieben. Das heißt, dass streng genommen ein solches Kraftwerk aus einem Kompressor, einem Druckluftspeicher, einer Turbine und einem Generator besteht. Diese elementare Ausführung wäre jedoch in der Praxis sehr ineffizient und würde sogar zu Problemen führen. Deshalb wird diese elementare Ausführung stets um weitere Kraftwerkskomponenten erweitert. Eine Ausführung ist die Druckluft-Gas-Kombination. Bei der Expansion der Luft, während des Antriebs der Turbine, kühlt diese stark ab. Die Turbi-

ne würde durch die in der Luft befindliche Feuchtigkeit vereisen. Deshalb wird Erdgas zugeführt und das Luft-Erdgas-Gemisch wird bei Eintritt in die Turbine gezündet. Eine weitere Ausführung, die auf die Zufuhr von Erdgas verzichten kann, ist das adiabatische Druckluftspeicher-kraftwerk. Wird die Luft durch den Kompressor verdichtet, erhöht sich ihre Temperatur. Diese Temperatur muss abgeführt werden um die Anlage vor Schäden zu schützen. Bei der Druckluft-Gas-Kombination wird diese Wärmeenergie nicht genutzt. Bei der adiabatischen Ausführung wird diese Wärmeenergie in einem Wärmespeicher aufgefangen. Bei der Expansion der Luft wird dann anstelle von Gas die gespeicherte Wärme verwendet um die Turbine vor Vereisung zu schützen. Auch diese Ausführung hat einen Nachteil. Die Zeitspanne zwischen Auf- und Entladung des Speichers ist, abhängig vom Wärmespeicher, begrenzt. Ein gemeinsamer Nachteil dieser Ausführungen ist, dass die zur Speicherung der Druckluft benötigten Druckluftspeicher große luftdichte Volumen benötigen. Es werden ausgehöhlte Salzstöcke verwendet, weshalb diese Kraftwerke an geologisch geeignete Standorte, so wie auch Pumpspeicherkraftwerke, gebunden sind.

Es existieren bisher zwei Druckluftspeicherkraftwerke. Eines davon ist das Druckluftspeicherkraftwerk Huntorf in Niedersachsen. Dieses Kraftwerk bietet eine Leistung von 321 MW welche über zwei Stunden abgegeben werden kann. Entsprechend bietet dieser Speicher eine Speicherkapazität von 642 MWh [16].

Das zweite existierende Kraftwerk dieser Art steht in McIntosh, Alabama USA. Dieses Kraftwerk kann eine elektrische Leistung von 110 MW über 26 Stunden abgeben. Dies entspricht einer Energiemenge von 2860 MWh [17].

### 3.5 Wärmespeicher

Bei Wärmespeichern wird zwischen drei Arten unterschieden. Herkömmliche Speicher sammeln durch elektrische Energie erwärmtes Wasser, dessen Temperatur sich im Bereich der Warmwassertemperaturen eines Haushalts befinden. Man spricht hier von sensibler Wärmespeicherung. Wasser hat eine hohe spezifische Wärmekapazität  $c$ . Erwärmt man beispielsweise einen Kubikmeter Wasser, also entsprechend 1000 kg, mit einer Temperatur von 20°C auf 80°C errechnet sich die im Wasser gespeicherte Wärmeenergie zu:

$$E_w = c * m * \Delta T = \{10\} \\ 4,18kJ/(kg*K) * 1000 kg * 60 K \\ = 250800 kWs = 69 kWh/m^3$$

Abzüglich des Wirkungsgrades geht man in der Praxis von ungefähr 60 kWh/m<sup>3</sup> aus.

Außerdem gibt es sogenannte latente Wärmespeicher. Bei diesen Speichern ändert das Medium zwischen Ladung und Entladung seinen Aggregatzustand, beispielsweise von flüssig zu gasförmig. Mit Speichermedien wie Paraffin oder Salzhydraten können dann bis zu 120 kWh/m<sup>3</sup> an Speicherkapazität erreicht werden.

Thermochemische Speicher verfügen über eine höhere Speicherdichte im Bereich von 200 bis 300 kWh/m<sup>3</sup>. Pilotanlagen erreichen eine Speicherdichte von 130 kWh/m<sup>3</sup>. [18] [19] Folgende Tabelle 6 gibt eine Übersicht zu den möglichen Wärmespeichermaterialien.

Speicherart	Energiedichte [kWh/m <sup>3</sup> ]	Speichermedien	Arbeits-temperatur [°C]
Sensibel	ca. 60	Wasser	< 100
Latent	bis zu 120	Salzhydrate	ca. 30-80
		Paraffine	ca. 10-60
Thermochemisch	bis zu 200-500	Metallhybride	ca. 280-300
		Silikagele	ca. 40-100
		Zeolithe	ca. 100-300

Tabelle 6 Speicherarten und Energiedichten[19]

Der Aufwand und die Kosten solcher Speicher sind jedoch sehr hoch. Im privaten Bereich werden diese Speicher meist verwendet um mit überschüssiger elektrischer Energie, aus beispielweise Solaranlagen, das Warmwasser für Heizungen zu erzeugen und somit fossile Energieträger beim Heizen einzusparen. Eine Rückwandlung der gespeicherten Wärmeenergie hin zu elektrischer Energie wird nicht vorgenommen bzw. ist nicht möglich.

Es existieren Großanlagen bei denen die gespeicherte Wärmeenergie zurück zu elektrischer Energie gewandelt wird. In Andasol Spanien werden drei identische Thermische Solarkraftwerke betrieben die jeweils eine Speicherkapazität von 375MWh aufweisen. In diesen Anlagen wird die Wärme genutzt um auch nach Sonnenuntergang Strom zu erzeugen. Im Sommer können diese Kraftwerke hierdurch 24h am Tag Elektrizität produzieren. [20]

Bei ähnlichen Tanks fällt über die Dauer von 5 Tagen die Temperatur, also auch die gespeicherte Energie, um 10% ab. [21]

## 4 Fazit

Es existieren nur zwei Speichertechnologien die über Kapazitäten im TWh Bereich verfügen. Diese sind der Lageenergiespeicher und die Power to Gas to Power Technologie. Andere Speicher wie Pumpspeicherkraftwerke und Druckluftspeicher bewegen sich bei der Kapazität im GWh Bereich. Nur Energiespeicher mit TWh Kapazitäten können Energieerzeugungsspitzen von mehreren Tagen und Wochen hinweg aufnehmen, wie aus Bild 1 zu entnehmen ist. Wenn man die Wirkungsgrade des Lageenergiespeichers und der Power to Gas to Power Technologie vergleicht schneidet der Lageenergiespeicher mit 77% gegenüber 34% bei Erdgas und 51% bei Wasserstoff besser ab.

Aus der vergleichenden Betrachtung der verschiedenen Energiespeichermethoden sticht der Lageenergiespeicher durch seine Speicherkapazität und seinen hohen Wirkungsgrad hervor. Die Verwirklichung dieses Speichers kann zukünftig Spitzen im Stromnetz effizient und über größere Zeiträume hinweg ausgleichen und somit einen wichtigen Beitrag zur langfristigen Umstellung der Stromversorgung auf 100% regenerative Energien leisten.

## 5 Literatur

- [1] Quaschnig, Volker: Ursachen des 52-GW-Deckels und Folgen für die Anlagenentwicklung von Photovoltaiksystemen: 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, 06.03.2013
- [2] Hydraulischer Lageenergiespeicher, <http://eduard-heindl.de/energy-storage/Energiespeicher-Erneuerbare.html>, 28.10.2013
- [3] Eduard Heindl, Der Lageenergiespeicher – Ein Konzept zur kostengünstigen Speicherung großer Mengen elektrischer Energie, Frühjahrstagung Regensburg 2013
- [4] Liste von Pumpspeicherkraftwerken, [https://de.wikipedia.org/wiki/Liste\\_der\\_Pumpspeicher\\_Pumpspeich](https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_der_Pumpspeicher_Pumpspeich), 23.11.2013
- [5] M. Frehner, Informationen über Akkus und Batterien und Ladetechnik, [www.funkcom.ch/akkuinfos.html](http://www.funkcom.ch/akkuinfos.html), 06.12.2013
- [6] Batteriespeicherkraftwerk, <https://de.wikipedia.org/wiki/Batterie-Speicherkraftwerk>, 23.11.2013
- [7] Battery Energy Storage System, Golden Valley Electric Association, <http://www.gvea.com/energy/bess>, 23.11.2013
- [8] C. Baumann, R. Schuster, A. Moser, Economic Potential of Power-to-Gas Energy Storages, Institute of Power Systems and Power Economics RWTH Aachen University
- [9] Gerda Gahleitner, Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications, International Journal of Hydrogen Energy 38 (2013) 2039e2061
- [10] Gert Müller-Syring, Marco Henel, Hartmut Krause, et al., Power-to-Gas Entwicklung von Anlagenkonzepten im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive, gwf-Gas Erdgas, November 2011
- [11] Ralf Nestler, Erdgas aus dem Salz, VDI Nachrichten Berlin, 23.11. 07
- [12] Untertage-Gasspeicherung in Deutschland, Erdöl Erdgas Kohle 128. Jg. 2012, Heft 11
- [13] Valentin Crastan, Elektrische Energieversorgung 2, Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 2012, ISBN 978-3-642-19855-7
- [14] Sahil Popli, Peter Rodgers, Valerie Evely, Trigeneration scheme for energy efficiency enhancement in a natural gas processing plant through turbine exhaust gas waste heat utilization, Applied Energy 93 (2012) 624–636
- [15] Kraftwerke Lingen ein Standort voller Energie, RWE Power AG Informationszentrum Kernkraftwerk Emsland
- [16] Kraftwerk Huntorf , [https://de.wikipedia.org/wiki/Kraftwerk\\_Huntorf](https://de.wikipedia.org/wiki/Kraftwerk_Huntorf), 23.11.2013
- [17] Kraftwerk McIntosh, [https://de.wikipedia.org/wiki/Kraftwerk\\_McIntosh](https://de.wikipedia.org/wiki/Kraftwerk_McIntosh), 23.11.2013
- [18] Florian Bertsch, Thermochemische Wärmespeicherung und Wärmespeicherung mittels Phasenwechselmaterialien, etageen Ausgabe 4/2010
- [19] Sonne speichern: Thermochemische Wärmespeicher als Perspektive für autarke Solarheizung, Fernwärmesysteme und solare Trocknungsanlagen, [http://www.solarserver.de/solarmagazin/anlagejuni\\_2020.html](http://www.solarserver.de/solarmagazin/anlagejuni_2020.html), 2.12.2013
- [20] The Construction of the Andasol Power Plants, <http://www.solarcentury.com/english/archives/techn/references-and-projects/andasol-spain/index.html>, Solar Millennium AG, 08.12.2013
- [21] Fritz Zaversky, Javier Garcia-Barberena, Marcelino Sanches, et al., Transient molten salt two-tank thermal storage modeling for CSP performance simulations, Solar Energy 93 (2013) 294-311



# Alternative Energiespeicher mit hohen Kapazitäten im Vergleich und ihre Anwendung in der Bodenseeregion

## Comparison between alternative energy storages with high capacities and their application to Lake Constance region

B. Eng. Thomas Barth, B. Eng. Lucas Mülhaupt, HTWG- Konstanz, Konstanz, Deutschland, thbarth@htwg-konstanz.de, lumuehlh@htwg-konstanz.de

### Kurzfassung

Das Paper setzt sich mit den Energiespeichermethoden Ocean Compressed Air Energy Storage (OCAES) und Hydraulic Hydro-Storage (HHS) auseinander. Diese Speichermethoden haben das Potential, die durch die Energiewende bedingten Leistungsschwankungen in der Energieversorgung auszugleichen. Sie werden im Folgenden genauer vorgestellt, hinsichtlich ihrer Leistungsdaten betrachtet und ihre Anwendung in der Bodenseeregion geprüft.

### Abstract

The paper deals with the energy storage methods Ocean Compressed Air Energy Storage (OCAES) and Hydraulic Hydro-Storage (HHS). These technologies are potentially able to cover fluctuations in energy supply. They will be introduced, considered regarding their performance characteristics and tested concerning their use on Lake Constance region.

## 1 Einleitung

### 1.1 Hintergrund

Mit dem Ausstieg aus der Atomkraft und der Einführung des „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ wird die Umstellung der Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland auf erneuerbare Energien konsequent vorangetrieben. Diese Umstellung sorgt dafür, dass neue technische Herausforderungen entstehen.

Eine der größten Herausforderung bringt der Ausbau der Energiespeicherkapazität in Deutschland mit sich. Grund hierfür ist, dass ein Großteil der erneuerbaren Energiequellen im Gegensatz zu den meisten aktuell verwendeten Kraftwerkstypen nicht steuerbar ist, das heißt es kann nicht garantiert werden, dass immer genügend Energie zur Verfügung steht. Ein Ansatz um das Problem mit den nicht steuerbaren Erzeugern zu lösen ist steuerbare Verbraucher zu schaffen, die genau dann Energie beziehen, wenn diese im Überfluss vorhanden ist. Natürlich ist dies nur in der kleinsten Zahl der Fälle möglich. Dies führt zum zweiten Lösungsansatz, der Energiepufferung. Hierbei sollen Energiespeicher dazu verwendet werden Energie in Zeiten von Energieüberfluss zwischen zu speichern, um sie wenn benötigt wieder an das Stromnetz abzugeben.

Das vorhandene Stromnetz stellt ebenfalls eine Herausforderung dar. Denn es ist darauf ausgelegt die Verbraucher mit dem Strom aus Großkraftwerken zu

versorgen. Die Standorte der Großkraftwerke eignen sich jedoch meist nicht um dort in Zukunft erneuerbare Energien zu ernten. Die Lösung hierfür stellen unter anderem Netzerweiterungen dar, die die Standorte der erneuerbaren Energien mit dem bereits bestehenden Stromnetz verbinden. Trotz dieser Netzerweiterungen müssen jedoch zu große Einspeiseleistungen verhindert werden, da diese zu Netzüberlastungen führen würden. So muss zum Beispiel vorerst einmal Abstand von der Idee genommen werden, einen Energiespeicher zu bauen mit dem die Energie für ganz Deutschland zwischengespeichert werden kann.

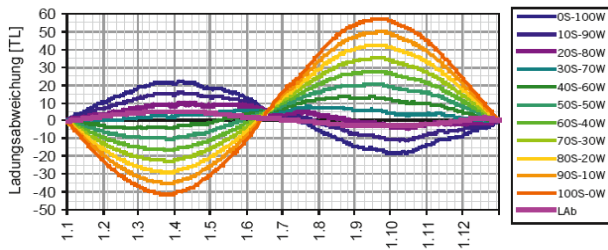
Die Lösung der erneuerbaren Energien wird wohl eine Kombination aus lokalen Elementen und einer ausgetüftelten Fernübertragung sein.

### 1.2 Speicherbedarf in Deutschland

Im Folgenden wird der in Deutschland benötigte Speicherbedarf bei einer Komplettumstellung auf erneuerbare Energien betrachtet. Hierbei soll die Energieversorgung hauptsächlich durch eine Kombination von Wind- und Sonnenenergie realisiert werden. Wasserkraftwerke könnten in dieser Konstellation als begrenzt steuerbare Kraftwerke ebenfalls unterstützend eingesetzt werden. Die Problematik bei Wasserkraft und vielen anderen erneuerbaren Energien ist jedoch die begrenzte Verfügbarkeit [1].

Der Vorteil einer Kombination von Wind- und Sonnenenergie ist der Effekt, dass diese beiden

Energieformen über das Jahr hinweg gegenläufig schwanken. Dieser Effekt ist auf **Bild 1**, durch die Gegenüberstellung der Kurven für 100%- Sonnenenergie (100S 0W) und 100%- Windenergie (0S 100W), zu sehen.



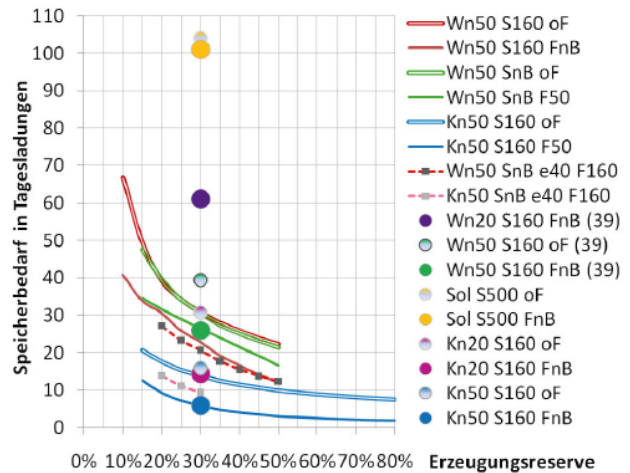
**Bild 1:** Simulation der Ladungsabweichung für Kombinationen aus Wind- und Sonnenenergie [2]

Um eine Stromversorgung garantieren zu können, deren Leistung dauerhaft oberhalb des Durchschnittsverbrauchs liegt, muss die Erzeugung von Energie als Kombination aus Wind- und Sonnenenergie erfolgen. **Bild 1** zeigt die Abweichung der erzeugten Energie, in Tagesladungen, vom Durchschnittsverbrauch in Deutschland für verschiedene prozentuale Kombinationen aus Wind- und Sonnenenergie. Für die Kombination 80% Windenergie und 20% Sonnenenergie liegt die Kurve zu jedem Zeitpunkt oberhalb der LAB- Kurve. Diese gibt die Abweichung des Energieverbrauchs zum Durchschnittsverbrauch an.

Dies bedeutet, dass mit der Installation von Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von 20% des Durchschnittsverbrauchs und Windkraftanlagen mit einer Leistung von 80% des Durchschnittsverbrauchs, eine Stromversorgung garantiert werden könnte, die über das ganze Jahr hinweg über dem Durchschnittsverbrauch liegen würde. Dieser Effekt ist für die Energiespeicher essentiell, da ansonsten die zu speichernden Energiemengen kaum realisierbare Größenordnungen annehmen würden. Aufgrund dieser Tatsache muss Energie nur noch gespeichert werden um die Nacht zu überbrücken und um unter Umständen Schlechtwetterperioden ausgleichen zu können.

Mit diesen Annahmen kann der Speicherbedarf der Energiespeicher für Deutschland und Europa simuliert werden. Diese Simulation und die dafür getroffenen Annahmen sind ausführlich in „Speicherbedarf bei einer Stromversorgung mit erneuerbaren Energien“ beschrieben. **Bild 2** zeigt die Ergebnisse der Simulation des notwendigen Speicherbedarf in Tagesladungen, nach Popp, anhand verschiedener Energieversorgungsszenarien [2]. Interessant sind dabei vor allem die Kurven *Kn50 S160 FnB* und *Kn50 S160 oF*. Sie geben den Speicherbedarf an, wenn Wind- und Sonnenenergie im bereits erwähnten Verhältnis von 80 zu 20 genutzt werden. FnB steht hierbei für die Verwendung von europaweiter Fernübertragung, während sich bei oF die Bundesrepublik Deutschland selbst mit Energie versorgt. Bei einer realistisch angenommenen Erzeugungsreserve

(Erzeugungsleistung über dem Durchschnittsverbrauch) von 30% ergibt sich, im Falle einer Selbstversorgung der Bundesrepublik, eine zu speichernde Energie von 15 Tagesladungen. Zieht man bei dieser Betrachtung die europaweite Fernübertragung hinzu, reicht eine Energiespeicherung von nur 7 Tagesladungen aus.



**Bild 2:** Speicherbedarf in Tagesladungen bezogen auf die Erzeugungsreserven [2]

### 1.3 Aktuelle Energiespeicher

Um Energiemengen dieser Größenordnung speichern zu können sind Energiespeicher mit hohen Kapazitäten und langen Speicherzeiten erforderlich. Eine Speichertechnologie, die sich bereits bewährt hat, sind die Pumpspeicherkraftwerke. Dabei wird überschüssige Energie in der potentiellen Energie von Wasser gespeichert, indem es von einem niedrigeren Niveau auf ein höheres gepumpt wird. Die Technologie weist einen akzeptablen Wirkungsgrad von 80% auf. Allerdings erfordert das Errichten von Pumpspeicherkraftwerken einen nicht zu vernachlässigenden Eingriff in die Landschaft und das Ökosystem. Zudem stellt der Bau von Pumpspeicherkraftwerken hohe Ansprüche an die Topologie der Landschaft. Es wird geschätzt das durch die Nutzung aller möglichen Standorte in Deutschland eine Spitzenleistung von 60 GW über eine Stunde möglich ist, was etwa der Leistung entspricht, die zur Mittagszeit in Deutschland gebraucht wird [3]. Daher kann nur über die Errichtung von Pumpspeicherkraftwerken die geforderte Speicherkapazität von 15, bzw. 7 Tagesladungen nicht annähernd erreicht werden [2]. Aus diesem Grund muss auf andere Energiespeichermöglichkeiten, die Energie in einer solchen Größenordnung wirtschaftlich speichern können, zurückgegriffen werden.

### 1.4 Energiespeicher im Bodenseeraum

Die beste Möglichkeit der Speicherproblematik entgegenzuwirken ist es, wie zuvor schon erwähnt, anstelle ganz großer Energiespeicher die Energie dezentral in vielen mittelgroßen Energiespeichern

abzuspeichern. In der Folge werden zwei Konzepte zur Speicherung von Energiemengen dieser Größenordnung vorgestellt und deren Einsatz in der Bodenseeregion geprüft. Im Vordergrund dieser Betrachtung steht vor allem die technologische Machbarkeit einer solchen Anlage.

Vorgestellt werden die Technologien OCAES und die Lageenergiespeicherung nach Heindl.

## 2 OCAES – Ocean Compressed Air Energy Storage

OCAES basiert auf der Technologie CAES (Compressed Air Energy Storage). Hier wird Energie in Form von verdichteter Luft gespeichert. Bei Bedarf kann diese über Expansionsturbinen zurück in elektrische Energie gewandelt und ins Netz gespeist werden. Die Technologie findet bereits kommerzielle Anwendung in Anlagen in Huntorf, Deutschland, sowie in McIntosh in den USA.

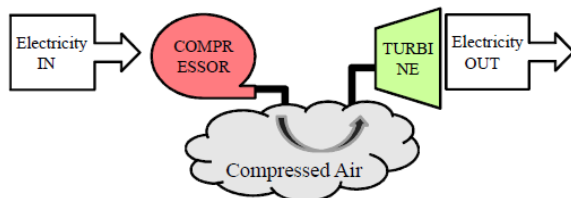
Während bei CAES Anlagen als Speicherort für die komprimierte Luft, ökologisch und geographisch sinnvoll, alte Salzstöcke, bereits erschöpfte Gas- und Ölquellen oder auch alte Minen in Betracht gezogen werden, wird sie in OCEAS Anlagen, wie bereits im Namen angedeutet, möglichst tief unterhalb des Meeresspiegels in Luftkammern gespeichert. Der hydrostatische Druck des Wassers sorgt dafür, dass der Druck isobar, das heißt weitestgehend konstant, bezogen auf die abgespeicherte komprimierte Luftmenge, bleibt.

### 2.1 Technische Aspekte

In diesem Kapitel wird auf die technischen Aspekte verschiedener CAES Konzepte eingegangen.

#### 2.1.1 OCAES

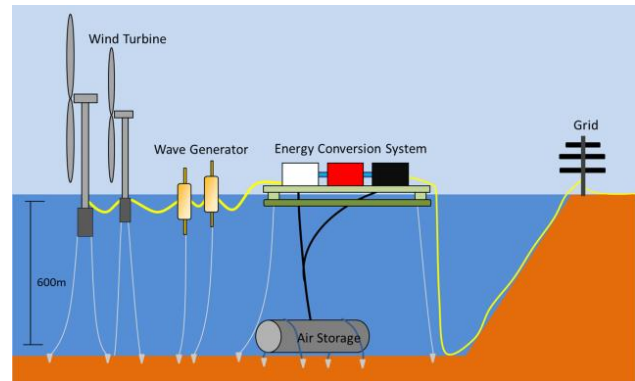
Sowohl bei CAES als auch OCAES wird bei einer Überproduktion von Leistung Luft mittels eines Kompressors wie in **Bild 3** zu sehen komprimiert und abgespeichert.



**Bild 3:** CAES Konzept [4]

Wird im Netz Leistung benötigt, wird diese komprimierte Luft dazu verwendet, eine oder mehrere Turbinen anzutreiben. Der eigentliche Vorteil eines isobaren Speichers, wie er bei OCAES gegeben ist, ergibt sich daraus, dass konventionelle Turbinen meist nur in einem bestimmten, konstanten Druckbereich effizient arbeiten.

Beim isobaren OCAES kann der Druck durch den hydrostatischen Druck der Wassersäule auf die Speicherbehälter weitestgehend konstant gehalten werden. Zudem sind die verwendeten Speicherbehälter deutlich weniger Belastung ausgesetzt, da es kein Druckunterschied zwischen Innen- und Außenseite des Speichers gibt.



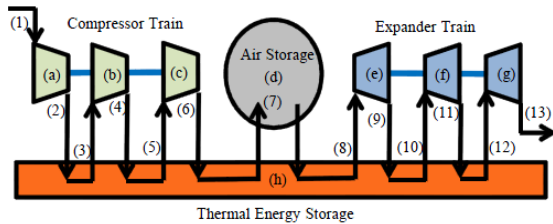
**Bild 4:** Prinzip eines OCAES [5]

Die Konzepte die den Einsatz von OCAES beinhalten sehen meist eine Kombination mit Offshore Windkraftanlagen und/oder Gezeiten- bzw. Strömungskraftwerken vor, wie es in **Bild 4** beispielhaft dargestellt wird. Ziel ist es die geerntete Wind- bzw. Wasserenergie vor Ort speichern zu können und bei Bedarf ins Netz einzuspeisen. Die Kombination der beiden Technologien ermöglicht es eine, in gewissen Grenzen konstante, Leistung in das Stromnetz einzuspeisen, unabhängig von der aktuellen Windstärke. Dabei wird in [4] ein OCAES- System mit einem maximal verfügbaren Volumen von  $903 \text{ m}^3$  konzeptioniert, das dann etwa eine Speicherkapazität von etwa 2,56 MWh haben soll. Das maximal speicherbare Volumen an Luft ist jedoch durch den entstehenden Auftrieb des Speicherbehälters begrenzt. Dieser muss mit einer entsprechenden Gegenkraft am Grunde des Meeres fixiert werden.

#### 2.1.2 Adiabatische (O)CAES

Wird ein gasförmiger Stoff komprimiert kommt es aufgrund der sich dadurch schneller bewegenden Teilchen des Gases zu einer Wärmeentwicklung, bei der Dekomprimierung dagegen wird der Umgebung Wärme entzogen. Diese Eigenschaft sorgt dafür, dass im Kompressor Wärme entsteht. Dagegen vereisen die Expansionsturbinen, wenn sie nicht beheizt werden. Erfolgt das notwendige Heizen dieser Turbine mittels Gas sinkt der Wirkungsgrad des Speicherkraftwerks deutlich. Um dies zu verhindern wird die bei der Kompression der Luft entstehende Wärme nicht an die Umgebung abgegeben, sondern in einem Wärmespeicher zwischengespeichert. Diese Wärme wird bei der Dekompression zum Heizen der Druckluft vor den Turbinen verwendet. Diese Art von Druckluftspeicherkraftwerk wird als adiabatisches

Druckluftspeicherkraftwerk bezeichnet und kann ein Wirkungsgrad von bis zu 70% aufweisen [6], was einer Verbesserung gegenüber diabatischen CAES von etwa 25% entspricht.



**Bild 5:** Schema eines adiabatischen CAES [7]

Um möglichst viel Wärmeenergie tauschen zu können wird die Luft dabei stufenweise komprimiert bzw. dekomprimiert und zwischen den einzelnen Schritten jeweils im Wärmetauscher gekühlt bzw. erhitzt. Dieser Vorgang ist in **Bild 5** dargestellt.

### 2.1.3 (Quasi-)isothermische (O)CAES

Ein weiterer Ansatz ist es die bei der Kompression und Dekompression entstehenden Temperaturschwankungen auszugleichen. Diese Art von Druckluftspeicherkraftwerk wird als quasi-isothermisches Druckluftspeicherkraftwerk bezeichnet.

Der Ansatz dazu wird in [5] erläutert. Ein quasi-isothermischer Prozess kann danach unter anderem dadurch erreicht werden, dass Kompressor und Turbinen mit einem Wasser- Luft- Gemisch betrieben werden. Der höhere Wärmeleitkoeffizient des Wassers sorgt dafür, dass die in der Luft entstehende Wärme bzw. Kälte an das Wasser abgegeben wird und sich die Lufttemperatur deshalb nur wenig erhöht bzw. sinkt. Der theoretische Wirkungsgrad eines quasi-isothermen (O)CAES wird mit bis zu 90% angegeben, allerdings existieren nach derzeitigem Stand noch keine industriell eingesetzten Kraftwerke, die diesen Wirkungsgrad erreichen.

## 2.2 Realisierungsmöglichkeit in der Bodenseeregion

Entscheidend für den Betrieb eines Druckluftspeicherkraftwerks ist der Ort der Luftspeicherung. Da die für ein herkömmliches CAES geforderten Speicherorte am Bodensee fehlen (siehe 2.1), wird alternativ dazu die Machbarkeit eines Systems ähnlich des OCAES geprüft. Dessen Kammern zur Speicherung der komprimierten Luft sollen am Grunde des Bodensees angebracht werden, sodass ein isobares Druckluftspeicherkraftwerk entsteht.

Der Druckbereich eines konventionellen CAES Kraftwerk reicht von 45 bar bis etwa 70 bar. Nach Seymour [8] wird beim OCEAS ein Druck von etwa 60 bar als optimal angesehen. Der Bodensee hat eine maximale Tiefe von

254 Metern. Für den hydrostatischen Druck in Abhängigkeit der Wassertiefe gilt folgender Zusammenhang:

$$p(h) = \rho_{\text{Wasser}} * g * h$$

mit  $\rho_{\text{Wasser}}$  als Dichte des Wasser ( $100\text{kg/m}^3$ ) und  $g$  als Erdbeschleunigung ( $\approx 9,81\text{ m/s}^2$ ).

Daraus ergibt sich für die tiefste Stelle des Bodensees:

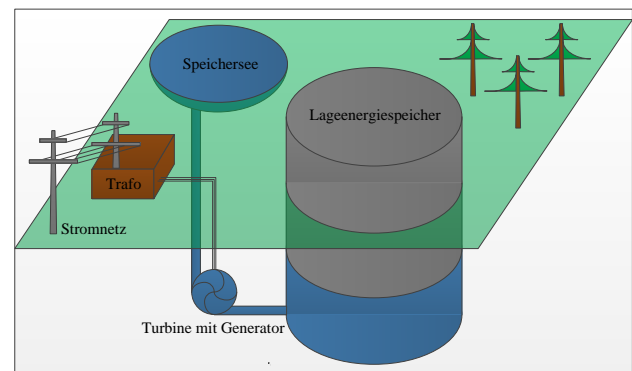
$$p_{\text{BS\_max}} = 2,49\text{ N} * \frac{10^6}{\text{m}^2} = 24,9\text{ bar}$$

Dieser maximal verfügbare Druck ist deutlich zu klein für den Betrieb eines isobaren OCAES. Es ist folglich mit den heute verfügbaren Technologien im Bereich der Turbinen nicht möglich ein effizientes Kraftwerk dieser Art in der Bodenseeregion zu errichten.

Aus den oben getroffenen Betrachtungen lässt sich schließen, dass sowohl CAES als auch OCAES nicht für die Bodenseeregion in Frage kommen. Da jedoch auch das Errichten von konventionellen Pumpspeicherkraftwerken aufgrund der geografischen Lage der Region nicht möglich ist, muss auf alternative Speichermethoden zurückgegriffen werden.

## 3 Hydraulischer Lageenergiespeicher

Die Grundidee des hydraulischen Lageenergiespeichers nach Heindl [9] ist es eine zylindrische Gesteinsmasse unter Zuhilfenahme von Wasserpumpen zu heben. Dadurch wird die aufgebrachte Energie in potentieller Form in der Gesteinsmasse gespeichert. Wird diese Energie wieder benötigt, kann das unter Druck stehende Wasser über Turbinen abgelassen und in Form von elektrischer Energie zurück ins Netz gespeist werden.



**Bild 6:** Schematischer Aufbau des Lageenergiespeichers

**Bild 6** zeigt den schematischen Aufbau des Lageenergiespeichers mit Speichersee, Turbine, Generator und Anbindung an das Stromnetz.



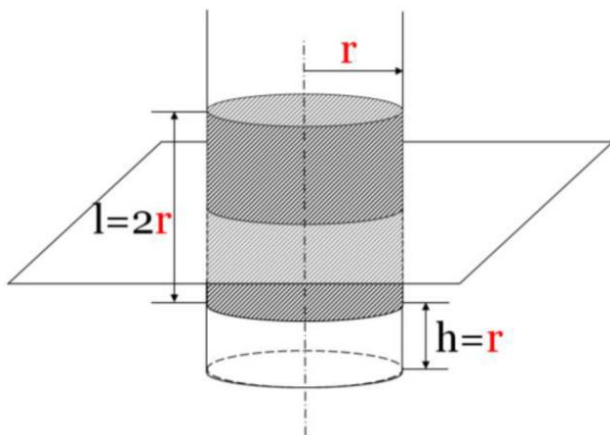
Mit Hilfe des Lageenergiespeichers soll es in Zukunft ohne Probleme möglich sein Energiemengen im GWh-Bereich mit einem Wirkungsgrad von ca. 80% zu speichern.

### 3.1 Technische Aspekte

#### 3.1.1 Speicherkapazität

Die Speicherkapazität ergibt sich aus der im ausgefahrenen Zustand in der zylindrischen Gesteinsmasse gespeicherten potentiellen Energie, abzüglich der Energie die benötigt wird, um das Wasser beim Absenken der Gesteinsmasse wieder in das höher gelegene Speisegewässer zurückzuführen.

Für die folgenden Formeln und Berechnungen wird die Geometrie des Lageenergiespeichers nach Heindl [10] herangezogen. Diese Geometrie ist in **Bild 7** dargestellt.



**Bild 7:** Geometrie des Lageenergiespeichers [10]

Die Höhe  $h$ , die die Gesteinsmasse maximal gehoben werden sollte ergibt sich deshalb zu  $r$ , da die Gesteinsmasse ein wenig oberhalb von  $h/2$ , das bedeutet ungefähr in Höhe  $r$  abgedichtet werden muss, damit deren Schwerpunkt unterhalb der Wasseroberfläche bleibt. Somit schwimmt der Gesteinszylinder hydrostatisch stabil und verkantet aus diesem Grund auch nicht.

Aufgrund der gewählten Geometrie berechnet sich die potentielle Energie der Gesteinsmasse  $E_{z,pot}$  wie folgt:

$$E_{z,pot} = m_z * g * h$$

Hierbei sei  $h = r$  und die Masse des Zylinders  $m_z = 2\pi * r^3 * \rho_{Granit}$ . Dabei ist  $\rho_{Granit}$  die Dichte von Granitgestein ( $2600 \text{ kg/m}^3$ ).

Die dem Wasser zuzuführende Energie  $E_{w,pot}$  ergibt sich näherungsweise zu:

$$E_{w,pot} = m_w * g * \left(\frac{3}{2} * r\right)$$

Die Masse des Wasserzylinders ergibt sich zu  $m_w = \pi * r^3 * \rho_{Wasser}$ .

Somit errechnet sich die Gesamtenergie  $E_{HHS}$ , die in dem System Lageenergiespeicher gespeichert werden kann wie folgt:

$$E_{HHS} = (E_{z,pot} - E_{w,pot}) * \eta_{HHS}$$

$$E_{HHS} = \left(2\rho_{Granit} - \frac{3}{2}\rho_{Wasser}\right) * \pi gr^4 * \eta_{HHS}$$

Der Wirkungsgrad  $\eta_{HHS}$  des Systems wird aufgrund der Analogien zu Pumpspeicherkraftwerken (verwendete Turbinen, Generatoren usw.) auf 80% geschätzt. Der Wirkungsgrad bleibt in den folgenden Betrachtungen jedoch zunächst unberücksichtigt.

In **Tabelle 1** wird die Speicherkapazität und die Energiedichte  $e_{HHS} = \frac{E_{HHS}}{\pi * r^2}$  des Lageenergiespeichers für einige Beispielradien berechnet.

**Tabelle 1:** Gegenüberstellung verschiedener Radien des Lageenergiespeichers bezüglich Energetischer Aspekte

Radius [m]	62,5	125	250
Kapazität [GWh]	0,48	7,73	123,73
Energiedichte [kWh/m <sup>2</sup> ]	39,39	157,54	630,16

Bei Betrachtung der Speicherkapazität der Lageenergiespeicher mit den verschiedenen Radien aus **Tabelle 1** wird eine positive Eigenschaft des Lageenergiespeichers ersichtlich: Die Speicherkapazität verhält sich proportional zu  $r^4$ , was bewirkt, dass schnell große Energiemengen gespeichert werden können. Ein weiterer positiver Aspekt dieser Speichertechnologie ist, dass eine sehr hohe Energiedichte pro Fläche erreicht wird.

#### 3.1.2 Bau des Speichers

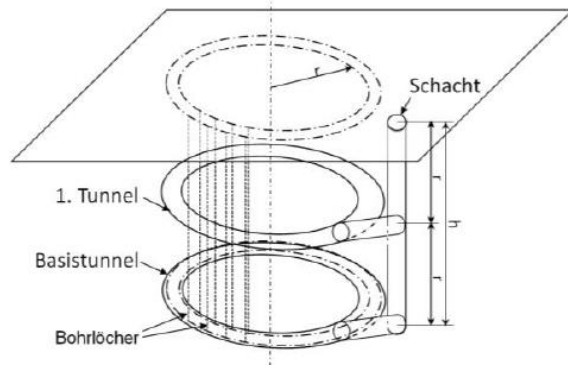
Dieses Kapitel befasst sich mit dem Bau des Lageenergiespeichers, insbesondere mit dem Freilegen und Vorbereiten des Gesteinszylinders. Für Informationen, die über diese Zusammenfassung hinausgehen, wird auf das Konzept von Heindl verwiesen.

Die Arbeiten am Gesteinszylinder selbst lassen sich in vier Hauptaufgaben aufteilen:

- 1.) Im ersten Schritt wird ein Tunnelsystem wie in **Bild 8** dargestellt angelegt. Dieses besteht aus einem senkrechten Versorgungstunnel und zwei weiteren kreisförmig angelegten Tunneln. Weiter werden wie in **Bild 8** dargestellt, Bohrungen entlang der Mantelfläche des Zylinders vorgenommen. Diese

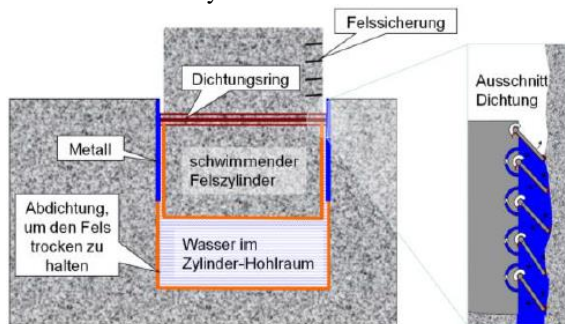


werden im späteren Verlauf zum Abtrennen der Mantelfläche benötigt.



**Bild 8:** Tunnelsystem des Lageenergiespeichers [10]

- 2.) Im nächsten Schritt wird die Bodenfläche des Gesteinszylinders mit Hilfe einer Schrämmaschine freigelegt.
- 3.) Im dritten Schritt wird die Mantelfläche des Zylinders Schritt für Schritt mit Seilsägen, welche durch die in Schritt eins angelegten Bohrungen geführt werden, abgetrennt.
- 4.) Im letzten Schritt werden wie in **Bild 9** zu sehen, die Gesteinsflächen, die sich später im Wasser befinden, abgedichtet und ein Dichtungssystem angebracht. Dieses besteht aus mehreren untereinander angebrachten Dichtungsringen, knapp oberhalb der halben Höhe des Zylinders.



**Bild 9:** Abdichten des Systems [10]

Somit ist der Gesteinszylinder zur Verwendung als Lageenergiespeicher vorbereitet.

Damit ein Bauvorhaben, wie das des Gesteinszylinders gelingt, muss der Zylinder aus unbehandeltem Stein im freigelegten Zustand eine stabile Masse bilden. Aus diesem Grund sollte dieser in einem Gebiet freigelegt werden, in dem das Gestein möglichst wenige Zerklüftungen aufweist. Hierfür eignet sich Granitgestein [11].

### 3.2 Bewertung

Dieses Kapitel wird genutzt um einige interessante Größen zu betrachten und zu bewerten. Unter anderem wird auf die Themen Investitionen und Wasserbedarf eingegangen.

#### 3.2.1 Investitionen

Bei den Investitionen lohnt vor allem die Betrachtung der Kosten bezogen auf die Speicherkapazität, die für das Freilegen des Gesteinszylinders anfallen.

Diese Kosten beinhalten hauptsächlich folgende Bestandteile: Das Anlegen der Tunnel, das Bohren der Löcher für die Seilsäge, das Sägen der Mantelfläche, das Abtrennen des Bodens, die Dichtungsfläche und der Dichtungsring.

Bei genauerer Betrachtung fällt auf, dass diese Kostenbestandteile von  $r$  bzw.  $r^2$  abhängen. Für große Speicher verhalten sich die Kosten also proportional zu  $r^2$ . Da die Speicherkapazität jedoch proportional zu  $r^4$  steigt, fallen die Kosten pro Kilowattstunde für größer werdende Speicher mit  $\frac{1}{r^2}$ .

In **Tabelle 2** sind die in einer Näherung berechneten Kosten pro Kilowattstunde für die schon zuvor verwendeten Radien aufgeführt.

**Tabelle 2:** Gegenüberstellung verschiedener Radien des Lageenergiespeichers bezüglich der Kosten pro kWh [9]

Radius [m]	62,5	125	250
Kosten pro kWh [€/kWh]	90	19	4,29

#### 3.2.2 Wasserbedarf

Um die zylindrische Gesteinsmasse des Lageenergiespeichers auf eine Höhe von  $r$  zu heben, wird folgendes Volumen  $V_w$  an Wasser benötigt:

$$V_w = \pi * r^3$$

Eine weitere wichtige Größe die benötigt wird, damit eine Aussage darüber getroffen werden kann, ob sich ein Speisegewässer eignet, um einen Lageenergiespeicher mit Wasser zu versorgen, ist der Volumenstrom  $V'_w$ . Es gilt:

$$V'_w = \frac{V_w}{T_{load}}$$

In **Tabelle 3** sind sowohl das Wasservolumen als auch der Volumenstrom für die schon zuvor verwendeten Radien aufgeführt.

**Tabelle 3:** Gegenüberstellung verschiedener Radien des Lageenergiespeichers bezüglich des Wasserbedarfs

Radius [m]	62,5	125	250
$V_w$ [ $10^6$ m <sup>3</sup> ]	0,77	6,14	49,09
$V'_w$ 8h [m <sup>3</sup> /s]	26,6	213,1	1704
$V'_w$ 72h [m <sup>3</sup> /s]	2,96	23,7	189,4
$V'_w$ 168h [m <sup>3</sup> /s]	1,27	10,2	81,2

Betrachtet man den Volumenstrom wird schnell klar, dass ein Lageenergiespeicher mit einem Radius von 250m nicht an einem Fluss gebaut werden kann, da selbst große Flüsse nicht ausreichend Wasser führen, um einen solchen Volumenstrom ausgleichen zu können. Zum Beispiel hat der Rhein einen durchschnittlichen Volumenstrom von  $1052 \text{ m}^3/\text{s}$  [12]. Ein Speicher dieser Größe könnte nur am Meer betrieben werden. Jedoch schon bei einem Radius von 125m ist es möglich den Lageenergiespeicher an großen Flüssen zu betreiben.

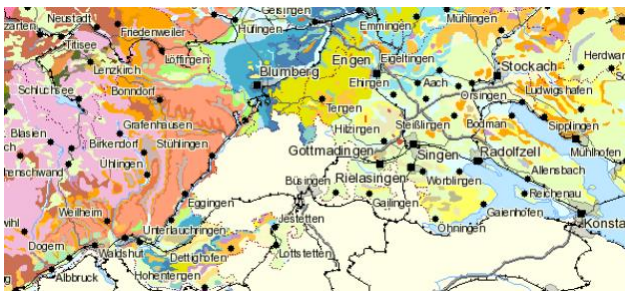
### 3.3 Realisierungsmöglichkeiten in der Bodenseeregion

Im Folgenden wird geprüft ob und inwieweit ein Lageenergiespeicher, zur Versorgung des Landkreis Konstanz, in der Bodenseeregion realisiert werden kann. Hierzu muss vor allem auf zwei Punkte eingegangen werden:

- Geeigneter Standort:  
Unter diesen Punkt fallen der geologische Aspekt, der Aspekt der Wasserversorgung und die Anbindung an das Stromnetz.
- Speichergröße:  
Mit dem gebauten Lageenergiespeicher soll es möglich sein die Energie, die die betreffende Region im Durchschnitt innerhalb von sieben Tagen verbraucht, zu speichern [2].

#### 3.3.1 Geeigneter Standort

Da es in der Bodenseeregion keine Granitvorkommen gibt muss der Lageenergiespeicher für den Landkreis Konstanz im benachbarten Landkreis Waldshut gebaut werden, denn dort gibt es wie auf **Bild 10** zu sehen ist ausreichend Granitvorkommen.



**Bild 10:** Granitvorkommen in Rosa und Orange [13]

Die Wasserversorgung des Lageenergiespeichers wäre im Landkreis Waldshut durch den Rhein gegeben. Dieser hat einen mittleren Volumenstrom von  $1052 \text{ m}^3/\text{s}$ . Eine Anbindung an das Stromnetz wäre durch das Umspannwerk Tiengen realisierbar.

#### 3.3.2 Speichergröße

Um die benötigte Speichergröße des Lageenergiespeichers ermitteln zu können, wird der durchschnittliche Energieverbrauch des Landkreis

Konstanz über sieben Tage benötigt. Hierbei wird davon ausgegangen, dass ein europaweites Fernübertragungsnetz besteht. Damit kann der durchschnittliche Energieverbrauch des Landkreises über sieben Tage wie folgt abgeschätzt werden:

$$E_{\text{LKR}} = \frac{E_{\text{Brutto}}}{n_{\text{Bev\_Ger}}} * n_{\text{Bev\_LKR}} = 2036 \text{ GWh}$$

$$E_{\text{LKR\_7d}} = \frac{E_{\text{LKR}} * 7}{365} = 39,05 \text{ GWh}$$

Dabei ist  $E_{\text{LKR}}$ , der Bruttoenergieverbrauch des Landkreis Konstanz auf das Jahr bezogen. Dieser ergibt sich aus dem Bruttoenergieverbrauch Deutschlands vom Jahre 2012 ( $E_{\text{Brutto}} = 594,5 \text{ TWh}$ ) [14], der Gesamtbevölkerung Deutschlands  $n_{\text{Bev\_Ger}}$  (81,89 Millionen) [15] und der Bevölkerung des Landkreis Konstanz  $n_{\text{Bev\_LKR}}$  [16].  $E_{\text{LKR\_7d}}$  ist dann der Bruttoenergieverbrauch des Landkreises über einen Zeitraum von sieben Tagen. Diese Energie muss mit einem Aufschlag von circa 20%, bedingt durch den zuvor erwähnten Wirkungsgrad, in dem Lageenergiespeicher gespeichert werden können. Damit berechnet sich dessen Radius wie folgt:

$$r = \sqrt[4]{\frac{E_{\text{LKR\_7d}} * 1,2}{(2 * \rho_{\text{granit}} - 1,5 * \rho_{\text{Wasser}}) * \pi * g}}$$

Hieraus ergibt sich ein Radius des Speichers von 196,1m, damit die genannte Energiemenge gespeichert werden kann. Der benötigte Volumenstrom, um den Speicher innerhalb von sieben Tagen zu füllen, ergibt sich damit zu:

$$V'_{\text{W\_7d}} = \frac{V_{\text{W}}}{T_{\text{load}}} = \frac{\pi * r^3}{7} = 39,2 \text{ m}^3/\text{s}$$

Betrachtet man diesen Volumenstrom, wird ersichtlich, dass der Rhein, mit einem durchschnittlichen Volumenstrom von  $1052 \text{ m}^3/\text{s}$ , durchaus als Speisegewässer des Lageenergiespeichers in Frage kommt.

Auf Grundlage der aufgeführten Betrachtungen wird die Möglichkeit eines Lageenergiespeichers nach Heindl zur Versorgung der Region Konstanz als durchaus realistisch eingestuft. Jedoch müsste als Standort für den Speicher höchstwahrscheinlich der benachbarte Landkreis Waldshut herangezogen werden.

### 3.4 Alternativ Konzept

An dieser Stelle sei noch auf eine Erweiterung des Lageenergiespeicherkonzepts von Heindl hingewiesen. Der Unterflurspeicher von Miller [17].

Die Besonderheit hier ist, dass Miller das Speichergewässer oberhalb des Gesteinszylinders in den Lageenergiespeicher integriert. Hierdurch schwimmt der Gesteinszylinder jedoch nicht mehr hydrostatisch stabil,

was zu komplizierteren Realisierungskonzepten wie bei Heindl führt.

## 4 Zusammenfassung

Das Paper befasst sich mit Energiespeichertechnologien als ein essentieller Baustein der Energiewende. Simulationen des benötigten Speicherbedarfs zeigen, dass eine komplette Umstellung auf erneuerbare Energien dann möglich ist, wenn die speicherbare Energie der Energie, die durchschnittlich über 7 Tage verbraucht wird, entspricht. Allein mithilfe von Pumpspeicherkraftwerken können Speicherkapazitäten in dieser Größenordnung in Deutschland nicht realisiert werden. Aus diesem Grund muss auf alternative Speichertechnologien zurückgegriffen werden.

Mit OCAES und HHS werden zwei mögliche Technologien dahingehend untersucht, ob sie auch in der Bodenseeregion realisierbar sind. Bei der Druckluftspeichertechnologie OCAES ist dies aufgrund der zu geringen Bodenseetiefe nicht wirtschaftlich. Die Realisierung eines Lageenergiespeichers nach Heindl für die Bodenseeregion wird dagegen als realistisch eingestuft. Die rechnerische Auslegung eines solchen Speichers ergab dass schon ein Radius von 196,1 Metern ausreicht, um den geforderten Speicherbedarf des Landkreises Konstanz zu decken. Zur Berechnung dieses Speicherbedarfs, wird von einem europaweit existierenden Fernübertragungsnetz ausgegangen. Würde dieses Fernübertragungsnetz nicht realisiert werden, hätte dies zur Folge, dass wesentlich größere Energiemengen gespeichert werden müssten. Wird bei der Standortwahl des Lageenergiespeichers die Beschaffenheit des Untergrundes berücksichtigt, wird wahrscheinlich auf einen benachbarten Landkreis als Standort zurückgegriffen werden müssen.

## 5 Literaturverzeichnis

- [1] K. Strauß, Kraftwerkstechnik zur Nutzung fossiler, nuklearer und regenerativer Energiequellen, Dortmund: Springer, 2009.
- [2] M. Popp, Speicherbedarf bei einer Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, Heidelberg: Springer-Verlag, 2010.
- [3] ENERGIE-NETZWERK CARMEN, „Centrales Agrar- Rohstoff- Marketing- und Energie- Netzwerk,“ [Online]. Available: <http://www.carmen-ev.de/sonne-wind-co/speicher/stromspeicher/pumpspeicher>. [Zugriff am 4 12 2013].
- [4] A. P. Mazzoleni, S. D. Lim, J.-k. Park, P. I. Ro und B. Quinlan, „Conceptual design of ocean compressed air energy storage system,“ IEEE, Raleigh, North Carolina, USA, 2012.
- [5] J.-k. Park, P. I. Ro, S. D. Lim, A. P. Mazzoleni und B. Quinlan, „Analysis and optimization of a quasi-isothermal compression and expansion cycle for Ocean Compressed Air Energy Storage (OCAES),“ IEEE, Raleigh, North Carolina, USA, 2012.
- [6] „Wikipedia - Druckluftspeicherkraftwerk,“ [Online]. Available: <http://de.wikipedia.org/wiki/Druckluftspeicherkraftwerk>. [Zugriff am 4 12 2013].
- [7] S. D. Lim, „Ocean Compressed Air Energy Storage (OCAES) Integrated with Offshore Renewable Energy Sources,“ North Carolina State University, Raleigh, North Carolina, USA, 2013.
- [8] R. Seymour, „Ocean energy on-demand using underocean compressed air storage,“ 26th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering 2007, OMAE2007, San Diego, CA, USA, 2007.
- [9] E. Heindl, „Hydraulic Hydro-Storage for grid scale energy storage,“ Hochschule Furtwangen, Furtwangen, Deutschland, 2013.
- [10] E. Heindl, „Der Lageenergiespeicher - Ein Konzept zur kostengünstigen Speicherung großer Mengen elektrischer Energie,“ Hochschule Furtwangen, Furtwangen, Deutschland, 2013.
- [11] E. Heindl, „Der Lageenergiespeicher als Baustein der Energiewende,“ Hochschule Furtwangen, Furtwangen, Deutschland.
- [12] B. f. U. BAFU, „Hydrometrische Messstation Rhein-Basel, Rheinhalle,“ Bundesamt für Umwelt BAFU, Schweiz.
- [13] Landesamt für Geologie, Rohstoffe und Bergbau, „Geowissenschaftliche Übersichtskarten,“ [Online]. Available: <http://www1.lgrb.uni-freiburg.de/geoviewer/application/index.php?action=GoToStartMap&theme>. [Zugriff am 4 12 2013].
- [14] AG Energiebilanzen e.V., „Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2012,“ AG Energiebilanzen e.V., Berlin, Deutschland, 2013.
- [15] The World Bank Group, „THE WORLD BANK,“ 2013. [Online]. Available: <http://wdi.worldbank.org/table/2.1>. [Zugriff am 8 12 2013].
- [16] Statistisches Bundesamt, „Daten aus dem Gemeindeverzeichnis Kreisfreie Städte und Landkreise nach Fläche und Bevölkerung Gebietsstand: 31.12.2011,“ Statistisches Bundesamt, Wiesbaden, Deutschland, 2012.
- [17] B. Miller, Lageenergiespeicher mit Sekundärspeicher, 43. Internationales Wasserbau-Symposium Aachen, 2013.

# Kommunikationssysteme in Smart Grids

## Communication systems in smart grids

B. Eng., Florian Schanz, HTWG Konstanz, Konstanz, Deutschland, Florian.Schanz@htwg-konstanz.de  
B. Eng., Mathias Flaig, HTWG Konstanz, Konstanz, Deutschland, MatFlaig@htwg-konstanz.de

### Kurzfassung

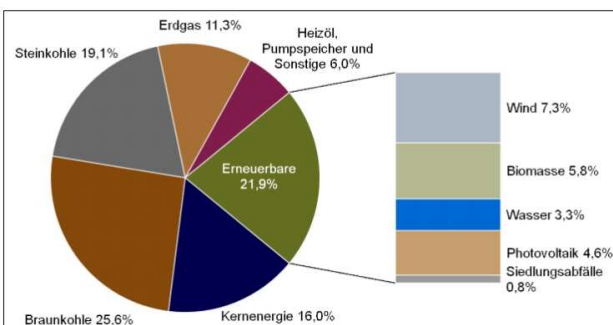
Aufgrund der Energiewende wechselt das Stromnetz von der zentralen in die dezentrale Stromversorgung wodurch Smart Grids immer wichtiger werden. Ein elementarer Bestandteil von Smart Grids ist die Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT). In diesem Paper werden die Vor- und Nachteile der aktuell verfügbaren Technologien beschrieben. Darüber hinaus wird ein Einblick in das von der EU finanzierte Forschungsprojekt „Web2Energy“ gegeben.

### Abstract

Based on energy turnover, the grid changes from central to decentral power supply, so smart grids are becoming a higher value in today's society. A fundamental component of smart grids is the technology of information and communication. In this paper advantages and disadvantages of the currently available technologies will be described. In addition, a glimpse of the EU-funded research project "Web2Energy" is given.

## 1 Einführung

Derzeit befindet sich die Energiewirtschaft in einem starken Umbruch. Die Wurzeln dieses Umbruchs liegen im Wandel der Gesellschaft. Der Atomausstieg sowie Klimaschutz gewinnen immer mehr an Bedeutung. Bereits 2002 wurde das Gesetz zum Atomausstieg geschaffen. Nach dem Unglück in Fukushima wurde das Gesetz verschärft. Acht Atomkraftwerke wurden unmittelbar abgeschaltet und die restlichen Meiler sollen bis spätestens 2022 sukzessive abgeschaltet werden. Auch Kraftwerke auf Basis fossiler Brennstoffe müssen in Zukunft eingeschränkt werden. Die Verbrennung der fossilen Brennstoffe führt zur Verstärkung des natürlichen Treibhauseffektes und ist gleichzeitig einer der Gründe für die globale Erderwärmung. Es kommt weiter hinzu, dass die fossilen Ressourcen limitiert sind und irgendwann zu Ende gehen. Die Zukunft liegt daher in der nachhaltigen Energieversorgung aus erneuerbaren Energien (Wind, Biomasse, Wasser und Sonne). [1]



**Bild 1** Stromerzeugung in Deutschland 2012 [2]

Bislang wurde Deutschland mit großen Kraftwerken zentral versorgt. Mit den regenerativen Energien verbunden ist

die Abkehr von herkömmlich zentral betriebener Energiegewinnung und -verteilung hin zu dezentralen Erzeugern. Dies hat weitreichende Konsequenzen. Die Verteilernetze dienen traditionell der Stromverteilung von „oben nach unten“ und können nur gelegentlich Lastflüsse in umgekehrter Richtung aufnehmen. Dies bedeutet die aktuelle Netz-Infrastruktur kann die Versorgungssicherheit zukünftig nichtmehr gewährleisten. Flächendeckende Engpässe oder Ausfälle der Stromversorgung könnten innerhalb kürzester Zeit zum Einbruch jeglicher Sicherheit und Ordnung führen, sowie zum Kollaps der Wirtschaft. Die Versorgungssicherheit ist daher von zentraler Bedeutung. [3] Wie kann die Versorgungssicherheit zukünftig garantiert werden? Fluktuationen bei der Energiegewinnung und Lastspitzen müssen durch intelligente Steuerungen ausgeglichen werden. Energie muss zwischengespeichert oder bedarfsgerecht transportiert werden, um eine effiziente Energienutzung zu erreichen. Diese dynamische Steuerung erfordert eine völlig neue Informations- und Telekommunikations-Infrastruktur. Diese neue Struktur wird als „intelligentes Stromnetz“ oder im Englischen als „Smart Grid“ bezeichnet. Der Schlüssel zur „Intelligenz“ liegt in der Kommunikation. Eine bidirektionale Datenübertragung in Echtzeit über die gesamte Wertschöpfungskette vom Erzeuger bis zum Verbraucher ist unerlässlich. Die Entwicklung wird durch Förderprogramme auf Bundes- und Europa-Ebene vorangetrieben. Auch in den USA wurde von Barack Obama ein Programm zum Aufbau neuer intelligenter Stromnetze ins Leben gerufen. [4]

## 2 Stromversorgung von heute

Derzeit beruht die Stromversorgung auf einer zentral ausgerichteten Struktur. Das heißt, der Strom wird in großen Kraftwerken produziert und über die Stromnetze an die Verbraucher geliefert. Der Vorteil liegt darin, dass mit



Hilfe weniger großer Kraftwerke „relativ einfach“ die notwendige Balance zwischen Energieerzeugung und Verbrauch hergestellt werden kann. Ist diese Balance nicht gegeben, führt dies zu einer Änderung der Netzfrequenz. Bei großen Abweichungen der Netzfrequenz wird das gesamte Netz instabil und müsste deshalb aus Sicherheitsgründen komplett abgeschaltet werden. [5]

### 3 Intelligentes Stromnetz - Smart Grid

#### 3.1 Definition

Die Anforderungen an zukünftige Netze in Form von Definitionen haben bereits viele nationale und internationale Organisationen versucht zu formulieren. Eine weitgehend anerkannte und oft verwendete Definition der europäischen Technologieplattform „Smart Grid“ lautet:

„A Smart Grid is an electricity network that can intelligently integrate the actions of all users connected to it – generators, consumers and those that do both – in order to efficiently deliver sustainable, economic and secure electricity supplies.“

Die Definition der nationalen Technologieplattform „Smart Grid Austria“ ist leicht abgewandelt und lautet wie folgt:

„Stromnetze, welche durch ein abgestimmtes Management mittels zeitnaher und bidirektionaler Kommunikation zwischen Netzkomponenten, Erzeugern, Speichern und Verbrauchern einen energie- und kosteneffizienten Systembetrieb für zukünftige Anforderungen unterstützen.“

Beide Definitionen beschreiben die Integration und das intelligente Zusammenspiel der Netzbenutzer mit dem Ziel, Netze ökonomisch, ökologisch, sicher und nachhaltig zu entwickeln. [6]

#### 3.2 Besondere Charakteristika erneuerbarer Energien

Erneuerbare Energien weisen im Allgemeinen zwei Charakteristika auf, die ausschlaggebend für die zukünftige Netzstruktur sind. Zum einen die dezentrale Erzeugung, da die Nutzung meist geographischen Einschränkungen besitzt und nur in räumlich weit verteilten Strukturen gewonnen werden kann. Laut der Homepage MartinKessler würde man 495 Offshore-Windräder mit jeweils 5MW Leistung benötigen um das Atomkraftwerk Isar II zu ersetzen. Mit Onshore-Windrädern bräuchte man sogar die doppelte Anzahl, da sie im Leistungsbereich von 2,5MW liegen.

Das zweite Charakteristikum liegt in der Verfügbarkeit. Energieträger wie Wind, Sonne, Wasserkraft oder Wärme unterliegen natürlichen Schwankungen. [5] [7]

#### 3.3 Der Weg zu intelligenten Netzen

Die Formel hin zu intelligenten Netzen lautet:

*Intelligentes Netz = Information+Interaktion+Integration*

Information steht für die Kenntnisse über den jeweiligen aktuellen Zustand der relevanten Indikatoren und die Fä-

higkeit zur Kommunikation innerhalb des gesamten Stromnetzes. Je mehr Informationen bezüglich Erzeugung, Verbrauch und Speicherung vorhanden sind, desto besser lassen sich komplexe Steuer- und Regelungsmaßnahmen treffen. Das bedeutet, dass geeignete Sensoren sowie Informations- und Kommunikationstechnologien zur Datenübertragung Elementarvoraussetzungen für Smart Grids sind.

Interaktion steht für komplexe Steuer- und Regelmöglichkeiten der Netzinfrastruktur, Erzeuger, Speicher und in Zukunft auch der Verbraucher (Stichwort: Smart home). Eine Vielzahl an dezentral agierenden Kleinkraftwerken, Verbrauchern und Speichern kann nicht mehr relativ einfach steuern. Der Ansatz, um dieses Problem zu lösen liegt in sogenannten „Virtuell Power Systems“. Die Idee dahinter ist, viele kleine Stromerzeuger zu gemeinsamen sogenannten „virtuellen“ Kraftwerken zu bündeln und diese gemeinsam mit Verbrauchern und Speichern gemeinsam zu betreiben.

Integration steht für die Realisierung neuer Ansätze im Strommarkt. Aktuell agieren nur Akteure am Strommarkt, die im Bereich der Stromproduktion hohe Volumina handeln können. Es müssen neue Möglichkeiten und Geschäftsmodelle entstehen, sodass auch An- und Verkäufer von Energien mit geringen Volumen untereinander kommunizieren und kooperieren können. [5]



**Bild 2** Schematische Darstellung des Wechsel von klassischer zentraler Netzinfrastruktur hin zu Smart Grids [8]

#### 3.4 Ziele von Smart Grids

In erster Linie liegt das Ziel darin, den in Zukunft massiv steigenden Anteil an dezentraler Stromerzeugung optimal in den Verteilernetzbetrieb zu integrieren. Durch dynamische Steuerungen verfügen sie über Mechanismen zur Stabilisierung, die eine höhere Versorgungssicherheit garantieren sollen. Darüber hinaus sollen Smart Grids eine wesentliche Plattform und mögliche Synergien für die Etablierung von intelligenten Energieeffizienzsystemen bieten. Die letzten beiden Ziele sind Netz- und Kostenoptimierung. Beispiele für Netzoptimierungen sind flexible Tarifmodelle und Virtuelle Kraftwerke. Eine Kostenoptimierung soll durch Netzautomatisierungen und durch Wegfallen der Kosten für Energieträger erfolgen. [5]



## 4 Kommunikationssysteme

Eine intelligente Kommunikation macht ein Smart Grid aus. Kommunikationsnetze für Smart Grids werden in der Zukunft als hybride Systeme aufgebaut sein. Kombinationen unterschiedlicher Technologien, welche idealerweise mehrere Dekaden Lebensdauer haben und jeweils standardisierte Protokolle unterstützen, sind hier die bevorzugte Lösung. Gleichzeitig muss sowohl die Sicherheit der technischen Einrichtung, als auch der Schutz der personenbezogenen Daten gewährleistet sein. [10]

Der Kommunikationsbereich spielt bei der Realisierung von Smart Grids die entscheidende Rolle. Er dient als Kreislaufsystem zur Verbindung der verschiedenen Systeme und Geräte vom Energiebereich bis zum Anwendungsbereich und übernimmt die Kommunikation in beide Richtungen der Energiezulieferkette. Im Kommunikationsbereich werden dieselben Internettechnologien genutzt, durch die bereits andere Hightech-Branchen transformiert wurden. Diese Internettechnologien werden nun für intelligentere Grids eingesetzt. [11]

### 4.1 Anforderung an das Kommunikationssystem durch Smart Grids

An das Kommunikationssystem eines Smart Grids werden verschiedene Anforderungen gestellt. Die benötigte Kommunikation unterscheidet sich je nach Anwendungsbereich. Die Applikationen die bis heute identifiziert wurden sind:

- Messinfrastruktur (Smart Metering)
- Verteilnetzmanagement
- Lastmanagement
- Dezentrale Energieerzeugung/-speicherung
- Elektromobilität

Trotz der verschiedenen Applikationen bleiben die Grundparameter der Anforderungen an das Kommunikationssystem dieselben:

- Bandbreite
- Latenz
- Zuverlässigkeit
- Sicherheit

Im Metering-Bereich benötigt man ein Datenvolumen von 200 Byte pro Zählpunkt. Da in Deutschland allein für Strom und Gas 60 Millionen Zählpunkte ausgelesen werden müssen ist eine Bandbreite im Bereich von 250kBit/s bis zu 1Mbit/s für ein zukunftsgerechtes Smart Grid erforderlich.

Um auf schnelle Veränderungen bei Strombedarf reagieren zu können, muss bei der Kommunikation auf die Latenz geachtet werden und auf die Zuverlässigkeit. Hierfür ist eine ausreichende Bandbreite die Grundvoraussetzung. Damit die Einführung von Smart Grids auf Akzeptanz in der Bevölkerung stößt, muss die Sicherheit vor Manipulation sowie der Schutz des technischen Betriebs, der funk-

tionalen Sicherheit und der Privatsphäre gewährleistet werden. [10]

### 4.2 Vergleich der unterschiedlichen Kommunikationstechnologien

Es gibt bereits unterschiedliche Lösungen, um die Datenübertragung in Smart Grids zu realisieren:

- Global System for Mobile Communication (GSM)
- Universal Mobile Telecommunications System (UMTS)
- Digital Subscriber Line (DSL)
- TV-Kabelnetz
- WiMAX-Technologie
- Schmalband-Powerline-Systeme (PLC)
- Breitband-Powerline-Kommunikation (BPL)

Im Folgenden werden die einzelnen Technologien näher betrachtet und mit den Anforderungen verglichen. [10]

#### GSM/GPRS

Einzelzähler in der Industrie sind häufig mit GPRS-Modulen und SIM-Karten ausgestattet und sind somit im Mobilfunknetz identifizierbar. Die Ausstattung für jeden Haushalt in Deutschland wäre allerdings mit hohen Kosten verbunden. Die Datenübertragungsrate liegt in der Praxis (wenige kbit/s) deutlich unter den theoretisch möglichen (220 kbit/s). Die Latenzzeit ist auch sehr hoch und liegt im Sekunden Bereich. Zusätzlich sind die Handynetze derzeit sehr ausgelastet und würden der zusätzlichen Belastung nicht standhalten. [10]

#### UMTS/LTE

Mit einer Bandbreite von 384kbit/s ist UMTS deutlich schneller als GSM bzw. GPRS. Zusätzlich ist über HSDPA (High Speed Downlink Access) und HSUPA (High Speed Uplink Packet Access) Datenübertragungsraten von bis zu 14,4 Mbit/s im Down- und bis zu 5,8Mbit/s im Upload möglich. Bei LTE (Long Term Evolution) sind sogar 100Mbit/s im Down- bzw. 50Mbit/s im Upload möglich. Diese Technologie würde eine ausreichende Bandbreite und Latenzzeit bieten. Jedoch ist die Verfügbarkeit dieses Netz noch nicht vollständig ausgebaut und würde hohe Kosten mit sich bringen. [10]

#### DSL

Die DSL Technologie hat eine hohe Übertragungsrate von 1Mbit/s bis zu 50 Mbit/s. Die Übertragung wird allerdings durch Resonanzeffekte und Verzerrungen beeinflusst, sodass die Übertragungsrate und die Verbindungsqualität sich mit zunehmender Leitungslänge verschlechtern. Somit ist die Verbindung nicht überall möglich. DSL würde den Anforderungen von Smart Grids erfüllen, jedoch würde sich der Energieversorger in die Abhängigkeit von Telekommunikationsanbieter geben. [10]

## TV-Kabelnetz

Im TV-Kabelnetz ist das zentrale Element die Kopfstation. In ihr laufen im CMTS (Cable Modem Termination System) alle Verbindungen des Kabelnetzes zusammen. In der Kopfstation werden sowohl die TV-Programme eingespeist als auch die Verbindung zum Internetbackbone hergestellt. An der Kopfstation sind mehrere Hubs angeschlossen, von denen eine weit verzweigte Koaxialkabel-Netzstruktur ausgeht, an die die einzelnen Kunden angebunden sind. Um eine ausreichende Verbindungsqualität an den Knotenpunkten zu sichern, werden Verstärker im Kabelnetz unterhalb der Hubs eingesetzt.

Die Anforderungen der Kommunikationsinfrastruktur von Smart Grids werden von der Kabelnetztechnologie erfüllt. Genau wie bei der DSL-Technologie treten hier Nachteile auf, da die Kabelnetzinfrastruktur von privaten Unternehmen betrieben wird und somit der Energieversorger sich auch hier in die Abhängigkeit von dritten stellt. [10]

## WiMAX

WiMax ist eine drahtlose Übertragungstechnologie. Sie wurde für breitbandige Übertragung für längere Distanzen entwickelt. In der Praxis ist mit WiMAX eine Datenübertragung von 10Mbit/s und eine Reichweite im einstelligen Kilometer Bereich. Der Ausbau des Netzes geht aber nur langsam voran bzw. ist vielerorts sogar vollständig stagniert. Durch den Ausbau des UMTS-Netzes wird sich diese Technologie in Deutschland nicht mehr durchsetzen und kommt somit nicht in Frage. [10]

## Schmalband-Powerline-PLC

Die Datenübertragung läuft über das Nieder- und Mittelspannungsnetz. Dies ist ein Vorteil für die Energieversorger, da die Kommunikation über ihr eigenes schon vorhandenes Netz abgewickelt wird. Es müssen auch keine weiteren Baumaßnahmen für die Verlegung von Kabeln zur Anbindung an Stromzähler durchgeführt werden. Der Nachteil ist die niedrige Bandbreite in der Praxis von 2kbit/s bis zu 10kbit/s. Ein weiterer entscheidender Nachteil ist die geringe Robustheit. Bei Frequenzstörungen, die vom PV-Wechselrichter verursacht werden können, ist keine Kommunikation möglich. [10]

## Breitband Powerline-BPL

Auch hier findet die Datenübertragung über das Nieder- und Mittelspannungsnetz statt. Durch das 300-fach breitere Frequenzband kann allerdings eine Datenübertragung von bis zu 30Mbit/s realisiert werden. Darüber hinaus ermöglicht das breite Frequenzband eine sehr robuste Verbindung: Sind Teile des Übertragungsbandes gestört, bleibt die Kommunikationsverbindung nach wie vor bestehen. Diese Technologie ist nutzbar für Smart Grids und auch aus Sicht des Energieversorgers kostengünstig. [10]

## 4.3 Fazit

Es lässt sich festhalten, dass die hochfrequente Auslesung von Smart Metern per DSL, Mobilfunk (UMTS/LTE), WiMAX und BPL technisch umsetzbar ist. Wirtschaftlich sind zwischen den Technologien prinzipielle Unterschiede

festzustellen. So treten bei einigen Technologien laufende Betriebskosten auf, die sich nicht vernachlässigen lassen. Ein Beispiel zum Vergleich: Während für die Anbindung von Smart Metern mit DSL der Energieversorger über die gesamte Laufzeit Monat für Monat einen festen Betrag an den Telekommunikationsanbieter zahlt, ist das BPL-Netz bei gleichem monatlichen Betrag bereits nach wenigen Jahren amortisiert. Vergleichbar effizient, aber eben deutlich weniger leistungsfähig, ist die Schmalband-Powerline-Technologie. So ist die Schmalband-Powerline-Lösung für Regel- und Steuervorgänge im Smart Grid ungeeignet. Neben PLC bietet BPL die höchste Unabhängigkeit – sowohl vom Telekommunikationsanbieter, als auch von den einzelnen Hauseigentümern – was den Rollout-Prozess im Vergleich zu den anderen Technologien deutlich vereinfacht. Bild 3 zeigt einen Vergleich der beschriebenen Eigenschaften der Kommunikationstechnologien für Smart Grids. Auf technischer Ebene erfüllt BPL alle Anforderungen und ist gleichzeitig auf wirtschaftlicher Ebene am effizientesten. In den meisten Fällen eignen sich hybride Kommunikationslösungen aus mehreren Technologien allerdings am besten für den Smart-Grid-Aufbau. [10]

Zusätzlich muss bei den Mobilfunklösungen beachtet werden, dass sich bei den meisten Haushalten der Stromzähler im Keller und somit eine zusätzliche Antenne benötigt wird. Bei Mehrfamilienhäusern muss beachtet werden, dass der Strom weiter unterverteilt wird und jede Wohnungspartei einen Anschluss benötigt, welcher mit hohem Bautechnischem Aufwand verbunden ist. Deshalb sollte nicht nur ein Konzept verwendet werden sondern die Konzepte auf die einzelnen Haushalte individuell angepasst werden.

	BPL		NB PLC		Festnetz	Mobilfunk		Wireless
	PPC	PLC+	PLC	DSL/ Glasfaser	2.5G	3/4G	Mesh	
Echtzeit	●	◐	○	●	○	◐	◐	
Skalierbarkeit/ Bandbreite	●	◐	○	●	○	◐	◐	
Leichtes Implementieren	●	◐	◐	◐	◐	◐	◐	
Sicherheit & Kontrolle	●	◐	◐	●	◐	◐	◐	
BSI-konforme WAN-Komm.	●	○	○	●	○	●	○	

● Vollkommen erfüllt ○ Nicht erfüllt

**Bild 3** Kommunikationstechnologien für Smart Grids[10]

## 4.4 „Sprache“

Um tatsächlich miteinander kommunizieren zu können, reicht es nicht aus, lediglich eine Verbindung zu haben. Es muss sich auf eine einheitliche „Sprache“ (d.h. einheitliche Protokolle zum Abbilden der Informationen) geeinigt werden. Als bereits etablierter Kommunikationsstandard in der Energieverteilung würde sich dazu die IEC 61850 anbieten. Bislang wird sie international (Europa, USA, Asien und überall auf der Welt) in großen Umspannwerken eingesetzt. Damit alle Ebenen des Verteilungsnetzes bis hin zum Verbraucher mit diesem Standard abgedeckt werden können, bedarf es an Erweiterungen (neue Datenmodelle) der Norm. [9]

## 4.5 Daten

Bei den zu übermittelnden Daten kann generell zwischen Stammdaten und Prozessdaten unterschieden werden. Bei den Stammdaten handelt es sich prinzipiell um Daten, die sich im laufenden Betrieb nicht ändern und deshalb nur einmal angelegt werden müssen. Beispiele dafür sind der Standort oder die Bemessungsleistung bestimmter Anlagen. Unter Prozessdaten fallen alle Messwerte, Statuswerte und Steuerungsaufträge. Im Folgenden sind die Daten aufgeführt, die als Minimum benötigt werden. Dabei werden drei Bereiche unterschieden: Automatisierte Verteilerstationen, Intelligentes Management von Einspeisern und Einbindung der Nutzer. [9]

### Automatisierte Verteilerstationen

Dieser Bereich soll eine möglichst schnelle Wiederherstellung des sicheren Betriebs im Falle eines Fehlers bzw. Ausfalls gewährleisten. Um eine Station in die Netztopologie einordnen zu können wird die Position, sowie Abgänge und Schalter benötigt. Eine weitere wichtige Information ist, über welche Möglichkeiten die jeweilige Station verfügt, d.h. ob sie mit fernsteuerbaren Schaltern ausgestattet ist und ob sie über fernmeldende Kurzschlussanzeiger verfügt. Weitere Eigenschaften, sowie Kennwerte wie Bemessungsleistung sind zur optimalen Reaktion bei einem Fehler sehr hilfreich. Da sich die oben aufgeführten Daten sich im laufenden Prozess nicht ändern, handelt es sich um Stammdaten. Bei Prozessdaten handelt es sich in erster Linie um Messwerte von Strömen, Spannungen und Temperaturen. Neben den zyklischen Prozessdaten sollten azyklische Daten wie Statusmeldungen über die Einsatzbereitschaft der Station und Schalterstellungen übertragen werden. Neben der Datenübertragung aus der Station zur Leitwarte muss es einen umgekehrten Weg geben, um entsprechende Schaltaktionen in der Station auszulösen. [9]

### Intelligentes Management von Einspeisern

Bei den Erzeugeranlagen müssen die gleichen Stammdaten angelegt werden. Zusätzlich ist erforderlich zu wissen, wer die Anlage betreibt und welche typischen Anlagenparameter vorhanden sind. Hierzu zählen elektrische, und falls verfügbar, thermische Bemessungsleistung und Wirkungsgrade. Für die Optimierung werden noch Angaben über Regelbandbreite sowie die Kosten für den Betrieb bzw. das An- und Abfahren der Anlage benötigt.

Die Prozessdaten bestehen bei den Erzeugungsanlagen in erster Linie aus den Messwerten für die abgegebene Wirk- und Blindleistung, sowie thermische Leistung bzw. aus Strom und Spannung. Statusinformationen geben Aufschluss über die Verfügbarkeit der Anlage und Angabe von derzeit verfügbaren Regelreserven zur Betriebsoptimierung. Der Informationsfluss von der Leitwarte hin zur Anlage beinhaltet in der Regel die Übermittlung von Fahrplänen für die Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung für den nächsten Tag. [9]

### Einbindung der Nutzer

Durch die Gewinnung von zeitlich hoch aufgelösten Profilen (durch Smart Metering) wird es dem Netzbetreiber

möglich, verbesserte Verbrauchsprognosen zu gewinnen. Zum anderen kann dem Verbraucher sein Nutzungsverhalten bewusst gemacht werden und so ggf. Einfluss auf sein Verhalten zur Lastanpassung genommen werden. Der Einsatz entsprechender Tarife oder vergleichbarer Modelle bietet sich an. Die Stammdaten bestehen hier aus der eindeutigen Kennung des Zählpunktes mit der entsprechenden Zuordnung von Nutzernamen, Adresse und Einbauort. Außerdem sind weitergehende Informationen wie gewählte Tarifmodelle von Interesse.

Die Prozessdaten, welche beispielsweise im Viertelstunden-Abstand übertragen werden könnten, enthalten die aktuellen Verbrauchswerte mit Zeitstempel. Eine Datenübertragung von der Leitwarte zum Nutzer wird sinnvoll, wenn intelligente Verbraucher automatisch auf das Stromangebot reagieren. [9]

## 5 Beispiel „Web2Energy“

### 5.1 Das Projekt

Web2Energy ist ein Pilotprojekt, das von 10 europäischen Unternehmen in Südhessen durchgeführt wird. Die Kosten des Projektes belaufen sich auf 5 Mio. €, davon steuert die Europäische Union 2,7 Mio. € bei. Den Rest teilen sich die Unternehmen.

Das Ausmaß der praktischen Erprobung ist weltweit einmalig und beinhaltet 200 Haushalte, die mit intelligenten Stromzählern ausgestattet sind. Sowie 6 Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, 2 Redox-Batterien (100kWh), 10 Li-Io-Batterien 5kWh, 6 PV-Anlagen, 3 Windparks, 2 Wasserkraftwerken, 3 Typen steuerbarer Last. Das Netz wird über eine W2E-Leitstelle und 9 Ortsnetzstationen gesteuert (Bild 4). [12]



**Bild 4.** Integration der Smart Grid – Komponenten im Rahmen des Web2Energy – Projektes [12]

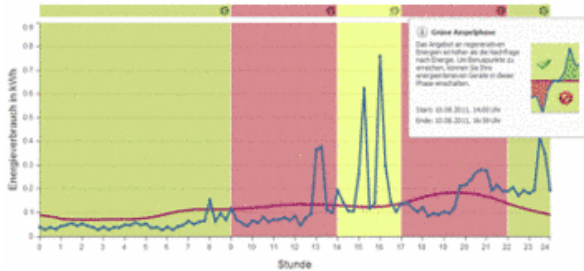
### 5.2 Kommunikation bei Web2Energy

Zusätzlich zum Stromnetz gibt es ein flexibles und intelligentes Datennetz, um Informationen zwischen Erzeuger und Verbraucher auszutauschen. Für jeden Teilnehmer, ob Stromkunde, Erzeugeranlage oder Ortsnetzstation, musste die günstigste Anschlussart über Funk wie UTMS, GPRS oder Kabel über Lichtwellenleiter, Telefonkabel aus Kupfer oder letztendlich über die Stromkabel selbst definiert werden, da dies von der Lage und der Anschlussmöglichkeit abhängt. [12][13]



### 5.3 Smart Metering bei Web2Energy

Jeder der 200 Haushalte wurde mit einem intelligenten Stromzähler ausgestattet, um den Verbrauch sowie die Uhrzeit festzuhalten, da die Strompreise flexibel gestaltet sind. Die Preise sind abhängig je nach Verfügbarkeit von Sonne und Windenergie. Die aktuellen Preise werden dem Verbraucher via Handy oder Internet aufgrund der Wettervorhersage am Vortag mitgeteilt. In der Prognose wird der Tag in grüne Zeitbereiche (niedrige Kosten) und in rote Zeitbereiche (hohe Kosten) eingeteilt. [12]



**Bild 5.** Web – Portal zur Einbindung der Stromkunden in den Markt [12]

So kann der Verbraucher stromintensive Tätigkeiten selbständig planen und dadurch Stromkosten sparen. Bereits in den ersten Monaten des Pilotvorhabens stellten sich Energieeinsparungen von 3 % sowie Lastverschiebungen aus den roten in die grünen Bereiche von ca. 15% der Lastspitze ein. Einige Familien halten sich strikt an die Vorgaben "rot und grün" und richten ihre Haushaltsorganisation dementsprechend ein. [12]

## 6 Zusammenfassung

Aufgrund der Energiewende muss sich unsere Stromversorgung von der zentralen Stromversorgung in die dezentrale Stromversorgung ändern. Um die vielen kleinen Kraftwerke sinnvoll in das Stromnetz zu integrieren muss das zukünftige Stromnetz über eine gute Kommunikation verfügen. Heutzutage gibt es viele Kommunikationskonzepte, die für die Kommunikation in Smart Grids übernommen werden könnten. Es gibt jedoch nicht die eine Lösung die bei jedem Nutzer angewandt werden kann. Die beste Lösung ist ein Mix der verschiedenen Möglichkeiten, um für jeden Verbraucher die individuell beste Lösung zu finden. Das BPL ist sicherlich am besten geeignet, da hierbei keine dritten Anbieter mit einbezogen werden müssen und sich somit die Betriebskosten geringhalten. Allerdings stößt diese Technik bei Mehrfamilienhäusern auf ihre Grenzen. Dort muss ein anderes System ausgewählt werden um jeden Verbraucher einzeln anzuschließen.

Bei der Datenübertragung gibt es schon vorhandene Standards, die allerdings noch auf den neuen Anwendungsbereich angepasst werden müssen. Das Projekt „Web2Energy“ ist ein Pilotprojekt und mit 200 Teilnehmern sehr groß. Allerdings benötigt es noch sehr viel Zeit und Erfahrung, dieses Projektes auf die Breitemasse umzusetzen, da hierfür noch die erforderlichen Stromspei-

chermöglichkeiten fehlen. Desweiteren ist für eine reibungslose Umsetzung, von Smart Grids, die Anerkennung der Öffentlichkeit sehr wichtig. Hierbei ist besonders auf den Datenschutz zu achten.

## 7 Literatur

- [1] J. Strama, „Frei Universität Berlin,“ 2011. [Online]. Available: [http://www.mi.fu-berlin.de/inf/groups/ag-tech/teaching/2011\\_SS/S\\_19510b\\_Proseminar\\_Technische\\_Informatik/johann-strama-report.pdf](http://www.mi.fu-berlin.de/inf/groups/ag-tech/teaching/2011_SS/S_19510b_Proseminar_Technische_Informatik/johann-strama-report.pdf). [Zugriff am 1 November 2013].
- [2] „BDEW - Energie. Wasser. Leben.,“ 14 Dezember 2012. [Online]. Available: <http://www.bdew.de/internet.nsf/id/bruttostromerzeugung-nach-energetraegern-2011-de>. [Zugriff am 2 November 2013].
- [3] G. Brunekreeft und u.a., „Innovative Regulierung für Intelligente Netze (IRIN),“ 2011.
- [4] „Smart Grids Austria,“ [Online]. Available: <http://www.smartgrids.at/smart-grids/>. [Zugriff am 2 November 2013].
- [5] „E-Control,“ [Online]. Available: <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/fachthemen/smart-grids>. [Zugriff am 4 November 2013].
- [6] M. Kaessler, „MARTINKAESSLER,“ 15 August 2013. [Online]. Available: <http://www.martinkaessler.com/ein-kernkraftwerk-durch-windkraft-und-photovoltaik-ersetzen/>. [Zugriff am 2 November 2013].
- [7] C. Eckert und C. Krauß, „Sicherheit im Smart Grid,“ *DuD Datenschutz und Datensicherheit*, pp. 535-541, August 2011.
- [8] O. D. D. Cristian Aichele, *Smart Meter Rollout*, Wiesbaden: Springer Vieweg Verlag, 2013.
- [9] A. Nauman, „Datenhaltung und Kommunikation im elektrischen Verteilnetz unter Anwendung der Standards IEC61850 und IEC61970/61968,“ in *Dresdener Kreis*, Magdeburg, 2011.
- [10] O. D. D. Cristian Aichele, *Smart Meter Rollout*, Wiesbaden: Springer Vieweg Verlag, 2013.
- [11] McNamara, K. (2010). [verizonenterprise.com](http://www.verizonenterprise.com). Abgerufen am 7. 12 2013 von [http://www.verizonenterprise.com/resources/whitpapers/wp\\_wege-zur-umsetzung-von-smart-grids\\_de\\_xg.pdf](http://www.verizonenterprise.com/resources/whitpapers/wp_wege-zur-umsetzung-von-smart-grids_de_xg.pdf)
- [12] [web2energy.com](http://www.web2energy.com). (2010). Abgerufen am 7. 12 2013 von <https://www.web2energy.com/de/projektergebnisse/>
- [13] [hse.ag](http://www.hse.ag). (kein Datum). Abgerufen am 7. 12 2013 von <http://www.hse.ag/geschaeftsfelder/netze/stromnetz/smart-grids-das-stromnetz-der-zukunft.html>