Deutsche Physikalische Gesellschaft DPG

Arbeitskreis Energie

Energie

Perspektiven und Technologien

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Dresden 2011

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Vorträge auf der Dresdner DPG-Tagung (2011)

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Herausgeber:
Arbeitskreis Energie (AKE) in der DPG
Prof. Dr. Hardo Bruhns
Meliesallee 5
40597 Düsseldorf
E-Mail: ake@bruhns.info

Die Grafik des Titelblatts wurde unter Verwendung von Abbildungen aus den Beiträgen von R. Wolf, G. Weinrebe und A. Balducci mit freundlicher Genehmigung der Autoren gestaltet.

Energie

Perspektiven und Technologien

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Dresden 2011

Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Bad Honnef, April 2012

Frühjahrstagung des Arbeitskreises Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft Dresden, 13. bis 16. März 2011

Hauptvorträge

Inhaltsverzeichnis

Einleitung 7

Übersicht über die Fachsitzungen 8

Abstracts aller Vorträge 9

Electrolytes in lithium-ion batteries: state of the art and future trend (presented by A. Balducci) 27

Das Energiekonzept der Bundesregierung und andere Optionen für die Energiezukunft Deutschlands (vorgetragen von M. Popp) 37

Vergleichende Bewertung von Stromerzeugungssystemen (vorgetragen von R. Friedrich) 47

Endlagerung von hochradioaktiven Abfällen - internationaler Stand und Perspektiven (vorgetragen von H. Geckeis) 64

Nuclear Waste Tansmutation: Status and Perspectives for Accelerator Driven Systems (ADS) in Europe (presented by A. C. Mueller) 81

Der Stellarator - Ein alternatives Einschlusskonzept für ein Fusionskraftwerk (vorgetragen von R. Wolf) 97

Production and conversion of liquid fuels and hydrogen from biomass and natural gas using microreactor technology (presented by P. Pfeifer) 105

Physik der Windparkoptimierung (vorgetragen von S. Emeis) 120

Geothermie für Grundlaststrom und Wärmeversorgung - internationale Nutzung, Potenzial, technologische Entwicklungen (vorgetragen von D. Bruhn) 130

Einsatz großer Wärmepumpen im Industrie- und Gewerbebau (vorgetragen von R. Grimm) 140

Anforderungen an einen Wärmepumpentarif zur Überwindung diskriminierender Steuern und Abgaben beim thermodynamisch optimierten Heizen (vorgetragen von G. Luther) 151

Clean Power from Deserts (presented by M. Düren) 164

Hochkonzentrierende Photovoltaik: Stand der Entwicklungen und Perspektiven (vorgetragen von A. Bett) 182

Das Aufwindkraftwerk – Funktionsweise und aktueller Stand (vorgetragen von G. Weinrebe) 200

Der vorliegende Band fasst schriftliche Ausarbeitungen der Hauptvorträge der AKE Tagung des Jahres 2011 in Dresden zusammen. Leider ist es nicht gelungen, von allen Vortragenden Manuskripte zu erhalten. Die Präsentationsfolien der Hauptvorträge können auf der Webseite des Arbeitskreises über:

http://www.dpg-physik.de/dpg/organisation/fachlich/ake.html

(von dort gelangt man zum Archiv des AKE) eingesehen werden. Allen, die zu diesem Sammelband beigetragen haben, sei an dieser Stelle sehr herzlich gedankt.

Düsseldorf, im Februar 2012 Hardo Bruhns

Einleitung

Der Arbeitskreis Energie (AKE) befasst sich mit Fragen der klima- und umweltfreundliche Bereitstellung und Nutzung von Energie. An der Jahreshaupttagung der Deutschen Physikalischen Gesellschaft (DPG) in Dresden beteiligte sich der AKE vom 13. - 16. März 2011 mit einem Programm, das insbesondere solche Themen aufgriff, die im Vorjahr nicht oder nur in knapper Form behandelt wurden oder die von besonderer Aktualität in der öffentlichen Diskussion sind.

Das diesjährige Programm umfasste insgesamt ca. 40 Vorträge. Über das AKE-eigene Programm hinaus wurden zusätzlich gemeinsame Veranstaltungen ausgeführt: ein sehr gut besuchtes Tutorial zu Energietechnologien, von der jDPG ausgerichtet, und ein großes Symposium zu „Foundations and Perspectives of Climate Engineering“, das gemeinsam mit den Fachverbänden UP (Federführung) und SOE organisiert wurde.

Damit erstreckte sich das Programm des AKE erstmals über drei Tage sowie zusätzlich das Tutorial am Sonntag vor Konferenzbeginn.

Zwei Tage vor der Tagung wurde Japan von dem gewaltigen Erdbeben getroffen. Wenngleich in etlichen Vorträgen die Katastrophe in Fukushima anklang, war die Informationslage bei weitem nicht ausreichend, darauf in einer wissenschaftlich vertretbaren Weise einzugehen, weswegen auf eine ad hoc Anpassung des Tagungsprogrammes verzichtet wurde.

Großes Interesse zog die Diskussion des Energiekonzepts der Bundesregierung und anderer Optionen für die Energiezukunft Deutschlands (ein Vortrag zu den europäischen Perspektiven fiel leider aus) auf sich (M. Popp) ebenso wie diejenige der vergleichenden Bewertung von Energietechnologien mittels der Methodik der externen Kosten, in der auch die durch Japan hochaktuelle Problematik der Behandlung statistisch seltener Großrisiken beleuchtet wurde (R. Friedrich).

In weiteren Sitzungen wurden der internationale Stand zur Endlagerthematik (H. Geckeis) und die Minimierung von radioaktivem Abfall durch Transmutation (A. C. Mueller), die Perspektiven der Fusionsforschung mit magnetischem Einschluss (F. Romanelli, R. Wolf) und schließlich die Entwicklung elektrochemischer Energiespeicher für mobile Anwendungen (M. Wohlfahrt-Mehrens) aber auch der Herstellung von Treibstoffen aus Biomasse oder Erdgas in Mikroreaktoren (P. Pfeifer) betrachtet.

Angesichts der auch langfristig noch erheblichen Nutzung fossiler Energieträger stellte die CO_2-Abscheidung (D. Stolten) und die Frage der geologischen Speicherung (J. P. Gerling) ein brennendes Thema dar, ebenso wie auch generell die Speicherung von (elektrischer) Energie in großtechnischem Maßstab. Zur Windkraft, die vernünftigerweise an windstarken (offshore) Standorten gewonnen werden sollte, wurden Optimierungskriterien (S. Emeis) wie auch die vielfältigen Aspekte, die bei Genehmigungsverfahren eine Rolle spielen (C. Dahlke), anschaulich beleuchtet.

Häufig vernachlässigt, könnte Geothermie eine viel größere Rolle spielen (D. Bruhn) - bei Wärme ohnehin und bei Strom vergleichbar mit Photovoltaik aber preiswerter als bisherige Systeme und qualitativ wertvoller auf Grund bedarfsgerechter Verfügbarkeit.

Dass (Erd-)Wärmepumpen energiepolitisch gegenüber Kraft-Wärmekopplung (KWK) massiv diskriminiert werden, erstaunte umso mehr, als sie gerade bei kleinen Anlagengrößen im dezentralen Bereich energetisch deutlich überlegen sein können (G. Luther). Aber auch bei großen Anlagen haben Wärmepumpen ein interessantes Anwendungspotential (R. Grimm).

Zur organischen Photovoltaik wurden die aktuellen Entwicklungsansätze aufgezeigt (M. Riede). Die Nutzung von Solarenergie im Sonnengürtel wurde in der abschließenden Sitzung anhand der drei interessantesten Optionen diskutiert: der hochkonzentrierenden Photovoltaik (A. W. Bett), solarthermischen Anlagen (M. Düren) und Aufwindkraftwerken (G. Weinrebe).

Das Interesse am Tagungsprogramm des AKE ist über die letzten Jahre kontinuierlich gestiegen. Dies zeigt sich einerseits an der auf zehn gewachsene Zahl von eingereichten Kurzvorträgen, insbesondere aber am Andrang zu den AKE-Sitzungen dem die verfügbaren Hörsäle nicht gerecht werden konnten. Am Montag wurde die Kapazität (ca. 350 Sitzplätze) bis zu einem Faktor 2 überschritten, am Mittwoch waren in dem nur ca.110 Sitzplätze bietenden Hörsaal Gänge, Fensternischen und der Platz rings um das Podium von Hörern eng besetzt - und dennoch konnte ein großer Teil der Interessenten keinen Platz im Hörsaal finden.

Übersicht über die Fachsitzungen

AKE 1	Tutorial – Energy Technologies of the Future *(jointly with and organised by AGjDPG)*
AKE 2	Energiepolitik und Technologiebewertung
AKE 3	Kernspaltung
AKE 4	Fusionsforschung
AKE 5	Mobilität
AKE 6	Symposium „Foundations and Perspectives of Climate Engineering" *(jointly with UP and SOE)*
AKE 7	CO_2- und Energiespeicherung
AKE 8	Offshore Wind *(jointly with UP)*
AKE 9	Geothermie
AKE10	Wärmepumpen und Kraft-Wärme-Kopplung
AKE11	Photovoltaik
AKE12	Solarenergie im Sonnengürtel

Abstracts

aller gehaltenen Vorträge der Dresdner Tagung des Arbeitskreises Energie[1]

Electrolytes in lithium-ion batteries: state of the art and future trend (Tutorial)

·*Andrea Balducci — Institute of Physical Chemistry, University of Münster, Germany*

Lithium ion batteries dominate the consumer portable electronic and telecommunications market and they are also indicated as the most promising option for the next generation of hybrid and electric vehicles (HV, EV). However, when the present lithium ion technology is considered, the safety of batteries appears to be one of the main drawbacks holding the introduction of this technology in HV and EV. The commercial systems nowadays available use electrolytes commonly based on organic carbonates (e.g. Propylene Carbonate, PC, Ethylene Carbonate, EC) but since these electrolytes are flammable their use poses a serious safety risk and strongly reduces the battery operative temperature range. For such reasons, alternative electrolytes have been proposed and tested in the last decade. Between them, ionic liquids (ILs) instead of organic carbonates appear to be promising.

Fuel cells (Tutorial)

·*Uwe Reimer — Institute of Energy and Climate Research / IEK-3: Fuel Cells, High-temperature Polymer Electrolyte Fuel Cells, Forschungszentrum Jülich, Jülich, Germany*

Fuel cells are efficient energy converters that are believed to play an important role in the future concept of energy production and storage. The tutorial explains the basic principles of fuel cells and provides an overview over the present available types. The advantages and disadvantages of fuel cells compared to other energy converters are briefly discussed. Today's application of fuel cells include space crafts and submarines, hence it can be said that the technology is ready and reliable. The question 'Why is it not already widely used?' may be answered at the end. Nevertheless, more questions will be raised, which should inspire the audience to think about the role of energy supply of the future. The topic 'fuel cells' is highly interdisciplinary, since it combines the areas of physics, chemistry, material science and engineering.

Physical aspects of photobioreactors for growing biomass (Tutorial)

·*Hilmar Franke — Inst. Applied Physics, Univ. Duisburg-Essen, Duisburg, Germany*

Using photosynthesis CO_2 can be converted in the presence of water and light into biomass and O_2. On hot summer days one may observe the blossoming of algae on seashores or lakes. Often this phenomenon occurs in the presence of high concentrations of nutrients. The function of photobioreactors is to transfer this blossoming or high growth rate of biomass into the laboratory or a large scale industrial plant. The climate gas CO_2 is produced during the oxidation of carbon or hydrocarbon compounds. On earth there are

[1] Vortragende sind mit einem · vor dem Namen bezeichnet.

many natural and industrial sources for CO_2, but only few sinks. The process of photo-biological fixation of carbon dioxide in photobioreactors may contribute to the installation of a recycling technology for CO_2! In this talk we will focus on the different physical aspects of photobioreactors (PBR) which may lead to efficient large scale plants: A major problem is the light exposure. The exposure has to be optimized with respect to the wavelengths and the intensity. Using sunlight or LED's as an efficient system for collecting, guiding and distribution of light has to be developed. Microalgae in PBR*s form a suspension in an aqueous environment with various ions of dissociated water and nutrient components. There are algae with an electric charge distribution. Depending on their shape even in an aqueous ionic environment this may cause an electric dipole moment. The electrical properties of a microalgae suspension may be used for characterization of important process parameters or the control of the system. Photosynthesis requires CO_2, while O_2 is formed. Therefore an additional gas phase is present in the PBR. Especially in high columns gravitation controls any sedimentation profile. On the other hand clouds of gas bubbles form the reactive interface and the rising speed of gas bubbles depends on the bubble size which again depends on the local pressure. Examples for potential applications of these physical aspects will be discussed.

DESERTEC - an international approach to use renewable energies at large scale (Tutorial)

·*Michael Düren — II. Phys. Institut, Justus-Liebig-Universität Gießen, Germany*

The DESERTEC concept combines solar power, wind power and other renewable energy sources in a large and efficient electrical super grid that spans distances of several thousand kilometres. Fluctuations of individual sources and loads are averaged out to a large extend. Special emphasis in this concept is given to a large network of solar thermal power stations that are located in deserts of the sun belt of the earth to maximize the yearly solar energy yield at a minimum of costs. The solar thermal power plants are equipped with a large thermal storage capacity in order to provide solar power day and night in accordance with the actual demand. The lecture gives an introduction into the basics of the physical and technological concepts and the political and socio-economic implications of DESERTEC.

Das Energie-Konzept der Bundesregierung und andere Optionen für die Energiezukunft Deutschlands

·*Manfred Popp — Weberstr. 5, 76133 Karlsruhe, Deutschland*

2010 hat die Bundesregierung erstmals seit 20 Jahren wieder ein Konzept vorgelegt, das darstellt, wie sie sich die Zukunft der Energieversorgung Deutschlands bis 2050 vorstellt. Die Reaktion in Politik und Fachwelt ist unterschiedlich. Der Beitrag untersucht folgende Fragen: Was sind die wissenschaftlichen Grundlagen des Konzeptes? Wie realistisch sind die Ziele, insbesondere das einer bis 2050 nahezu klimaneutralen Stromversorgung? Ist die Festlegung auf bestimmte Technologien (Erneuerbare Energien) mit der Politik der Marktwirtschaft verträglich? Welche Voraussetzungen müssen erfüllt werden, um die Ziele zu erreichen? Wie sinnvoll ist die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke?

A strategy for competitive, sustainable and secure energy: Energy 2020

·Stephan Kolb — European Commission, Directorate-General for Energy[2]

Vergleichende Bewertung von Stromerzeugungstechniken

·Rainer Friedrich — Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Stuttgart, Deutschland

Bei Entscheidungen im Bereich der Stromerzeugung sollten nicht nur die Kosten pro kWh und ggf. die Zuverlässigkeit der Bereitstellung, sondern auch andere Kriterien, insbesondere Umwelt- und Gesundheitsrisiken, mit berücksichtigt werden. Dazu ist es erforderlich, zunächst die Umwelteinwirkungen derzeitiger und zukünftiger Stromerzeugungstechniken abzuschätzen. Dabei sind die Einwirkungen bei Normalbetrieb und Unfällen sowie auch bei vor- und nachgelagerten Prozessen einzubeziehen. Szenarien der zukünftige Entwicklung der Techniken müssen entwickelt werden. Um eine Bewertung vornehmen zu können, müssen im nächsten Schritt die aus den Einwirkungen entstehenden Schäden und Risiken ermittelt werden. Damit die Risiken untereinander und mit Kosten verglichen werden können, werden sie als nächstes in eine gemeinsame Einheit, nämlich in Geldwerte umgerechnet. Die Ermittlung des monetären Werts einer Schadenseinheit erfolgt durch Umfragen zur Zahlungsbereitschaft. Werden zu diesen so ermittelten ’externen Kosten’ die Stromerzeugungskosten addiert, so erhält man die sozialen Kosten, die Umwelt- und Gesundheitsrisiken enthalten. Im Vortrag wird zunächst die Methode zur Ermittlung sozialer Kosten erläutert und anschließend eine Rangfolge von Stromerzeugungstechniken nach den sozialen Kosten vorgestellt. Daraus lassen sich Erkenntnisse über die Zusammensetzung zukünftiger Stromerzeugungssysteme ableiten.

Endlagerung von hochradioaktiven Abfällen - internationaler Forschungsstand und Perspektiven

·Horst Geckeis, Bernhard Kienzler und Klaus Gompper—Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Institut für Nukleare Entsorgung, Postfach 3640, 76021 Karlsruhe, Deutschland

In Deutschland flammt derzeit die kontroverse Diskussion über Risiken und Nutzen der Kernenergie neu auf. Immer wieder wird dabei die sichere Entsorgung und Endlagerung radioaktiver Abfälle als ungelöstes Problem thematisiert. Die anfallenden vergleichsweise geringen Volumina an hochradioaktiven Abfällen besitzen eine hohe Radiotoxizität und erfordern daher eine aufwändige Entsorgung. Es herrscht international Konsens darüber, dass die derzeit einzig sichere Entsorgungsstrategie die Endlagerung in tiefen geologischen Formationen und damit die langfristige Isolation von der Biosphäre darstellt. In Europa werden als mögliche Wirtsgesteine Tonstein, Steinsalz und Granit untersucht. Endlagerprojekte z.B. in Skandinavien, Frankreich und in der Schweiz sind bereits weit fortgeschritten und befinden sich teilweise schon im Bau. Dabei werden Möglichkeiten der Rückholbarkeit des Abfalls kontrovers diskutiert. In allen Fällen stellt der Nachweis der Langzeitsicherheit eines Endlagers für hochradioaktive Abfälle hohe Anforderungen an

[2] Der Vortrag wurde nicht gehalten und weder die Präsentation noch ein Manuskript geliefert.

Wissenschaftler aller Disziplinen dar. Aufgabe der Endlagersicherheitsforschung ist es, ein möglichst umfassendes Verständnis der möglichen Endlagerentwicklungen bei Betrachtung relevanter Szenarien zu erlangen. Im Vortrag wird der Stand international verfolgter Endlagerkonzepte beschrieben und diskutiert.

ADS (Accelerator-Driven System) Kernreaktoren: Status und Perspektiven

·Alex C. Mueller — National Institute for Nuclear and Particle Physics, CNRS, Paris, France

Weltweit planen heute viele Länder eine erhebliche Steigerung des Anteils der Kernenergie in ihrem Energiemix. Das hohe Potential an Nachhaltigkeit der Kernenergie ist hierbei ein zentrales Argument. Andererseits gibt es, insbesondere in weiten Kreisen der Bevölkerung eines Teils der europäischen Länder, erhebliche Bedenken gegen diese Energieform, da sie langlebigen radioaktiven Abfall verursacht. ”Partitioning & Transmutation” (=Abtrennen und Umwandeln) verspricht hier einen nachhaltigen Lösungsansatz, indem schnelle (kritische und unterkritische) Neutronenreaktoren eingesetzt werden. Unterkritische Reaktoren benutzen einen Protonenbeschleuniger als externe Neutronenquelle. Die Errichtung einer Vielzweckanlage zur Demonstration dieser Technologien ist jetzt in Belgien mit dem Projekt MYRRHA geplant. Der Vortrag behandelt die Physik und Technologie der Transmutation und stellt die ”roadmap towards MYRRHA” vor. Ebenfalls werden Szenarien industrieller Nutzung diskutiert.

Fusion research for ITER - what we can learn from JET?

·Francesco Romanelli — JET-EFDA, Culham Science Centre, Abingdon, OX14 3DB, UK

Fusion as an energy source is virtually unlimited, diffuse, intrinsically safe and environmentally responsible. This talk addresses the major challenges of fusion energy and the status of research. The presentation will focus on the confinement of a high-temperature plasma, control of plasma instabilities, minimization of turbulent transport processes, development of materials capable of withstanding high heat and neutron flux conditions. The production of fusion power up to a level of 16MW has been demonstrated on JET. The International Thermonuclear Experimental Reactor (ITER) presently under construction will demonstrate the production of fusion power at the level of a medium size reactor (500MW). The JET programme is strongly focussed to the consolidation of the ITER design choices and the preparation of the regime of operations. The possible contribution of JET in accelerating the exploitation of ITER will be presented.

Der Stellarator, ein alternatives Einschlusskonzept für ein Fusionskraftwerk

·Robert Wolf — Max-Planck-Institut für Plasmaphysik, D-17491 Greifswald

Ziel von ITER ist es, zum ersten Mal mit einem brennenden Fusionsplasma deutlich mehr Energie zu erzeugen als zu seiner Aufrechterhaltung notwendig ist. Basierend auf dem Tokamak-Konzept wird allerdings die höchste Leistungsverstärkung nur im gepulsten

Betrieb erreicht. Für ein stationär betriebenes Fusionskraftwerk muss deshalb noch ein hinreichend effizientes Verfahren entwickelt werden, das den für den Einschluss notwendigen Plasmastrom nicht-induktiv erzeugt. Demgegenüber hat der Stellarator den entscheidenden Vorteil, auch ohne Plasmaströme ein einschließendes Magnetfeld bereitzustellen. Die erforderlichen Einschlusseigenschaften erreichen Stellaratoren allerdings nur nach aufwändiger Optimierung des Magnetfelds, was in der Vergangenheit ohne den Einsatz von Hochleistungsrechnern nicht möglich war. Der Stellarator Wendelstein 7-X ist die bisher konsequenteste Umsetzung dieses Optimierungsverfahrens, welches hier darauf abzielt, Plasma und Magnetfeld weitestgehend zu entkoppeln und zudem die stationäre Teilchen- und Energieabfuhr aus dem Plasma auch in der gegenüber dem Tokamak komplizierteren Magnetfeldstruktur sicherzustellen. Derzeit im Bau, wird Wendelstein 7-X 2014 in Betrieb gehen. Der Vortrag fasst die Entwicklung der Stellaratorlinie zusammen, stellt die Entwicklung und den Aufbau von Wendelstein 7-X vor und diskutiert die Möglichkeiten, auf der Basis eines Stellarators ein Fusionskraftwerk zu bauen.

Neutronikexperimente für die Entwicklung europäischer Fusionsreaktor-Brutblankets

·Axel Klix[1], Maurizio Monday Angelone[2], Mohamed Eid[3], Ulrich Fischer[1] und Damien Lebrun-Grandie[1] — [1]Karlsruher Institut für Technologie, Eggenstein-Leopoldshafen, Deutschland — [2]ENEA Frascati, Frascati, Italien — [3]CEA Saclay, Saclay, Frankreich

Für Neutronik-Experimente in ITER werden in der EU zwei Brutblanket-Testmodultypen entwickelt. Die Auslegung eines solchen Blankets hängt entscheidend von Parametern wie der spektralen Neutronenflußdichte sowie den sich daraus in den Materialien ergebenden Kernreaktionen ab. Die wichtigsten Aufgaben des Blankets sind neben der Abschirmung der Magnetspulen die Umwandlung der Energie der Neutronen aus der Fusionsreaktion in nutzbare Wärme sowie die ausreichende Tritiumproduktion zur Aufrechterhaltung der Fusionsreaktion. Neutronik-Experimente mit sogenannten Mock-ups dieser beiden TBM-Linien werden seit einigen Jahren im Rahmen des europäischen Fusionsprogramms durchgeführt. Dabei sollen ITER/TBM-relevante Kerndaten und Teilchentransportcodes getestet werden, die für die Auslegung der TBMs zum Einsatz kommen. Diese Experimente sollen eine Fortsetzung an ITER finden. Der Vortrag gibt einen Überblick über eingesetzte Meßverfahren für die gegenwärtigen Experimente und geht im zweiten Teil auf notwendige Entwicklungen von Meßmethoden ein, die den TBM-Bedingungen angepaßt sind (Temperaturen von einigen hundert Grad Celsius, intensives Strahlungsfeld, Magnetfeld usw.).

Energiespeicher für Elektromobilität Stand der Technik und Perspektiven

·Margret Wohlfahrt-Mehrens — ZSW Ulm, Ulm, Deutschland

Die Entwicklung leistungsstarker und zuverlässiger elektrochemischer Energiespeichersysteme ist eine Schlüsseltechnologie für die Elektromobilität. Lithium-Ionen-Batterien sind derzeit die aussichtsreichsten Kandidaten für alternative Fahrzeugkonzepte. Sie weisen deutlich höhere Energie- und Leistungdichten als andere heute verfügbare Technologien wie Blei- oder Nickel/Metallhydridakkumulatoren auf. Energiedichte, Leis-

tung, Lebensdauer und Sicherheit von Lithium-Ionen- Batterien werden wesentlich durch die Wahl der Aktivmaterialien und das Elektrodendesign bestimmt. Eine Vielzahl alternativer Elektrodenmaterialien befindet sich in der Entwicklung, um die Fahrzeuganforderungen besser erfüllen zu können. Dabei sind die Erforschung neuer Elektrolytsysteme und die Erarbeitung eines umfassenden Verständnisses der Grenzfläche Elektrode/Elektrolyt ebenfalls wichtige Voraussetzungen für die effiziente Weiterentwicklung langlebiger Hochenergiespeichersysteme. Der Vortrag gibt einen Überblick über die Anforderungen an automobile Speichersysteme, den Stand der Technik derzeit verfügbarer Speichertechnologien und die Anforderungen an Forschung und Entwicklung für zukünftige Hochenergie-Batterie-Generationen.

First-principle study and modeling of pressure dependent ionic diffusion in YSZ

·Julian Hirschfeld and Hans Lustfeld — Peter Grünberg Institut & Institute for Advanced Simulation, Forschungszentrum Jülich and JARA, 52425 Jülich, Germany

Yttria Stabilized Zirconia (YSZ) is the state of the art electrolyte for Solid State Fuel Cells (SOFC). YSZ has a low thermal expansion coefficient and good ionic conductivity at a high operation temperature (800 C). Since this temperature also dictates the operating point of the SOFC, it has to be reduced to achieve an economic operation of a SOFC. The temperature dependence of the ionic conductivity is given by an Arrhenius expression [1]. Due to the inverse exponential dependence on the activation energy, it is crucial to gain a better knowledge about the dependence of this quantity on external parameters. It is possible to obtain the activation energy of individual ionic jump processes directly from ab-initio calculations [2]. This can increase the fundamental understanding of the physics behind and can lead to predictions of new systems. In our work we use Density Functional Theory (DFT) ab-initio calculations to investigate the ionic energy barrier dependence on structural deformations. To obtain the activation energies, we calculate the energy barrier of the ionic movement in the framework of the Nudged Elastic Band (NEB) method. To gain a deeper insight into the physical meaning, we compare these results with those of a simple model. [1] M. Kilo et al., Phys. Chem. Chem. Phys. 5, 2219-2224 (2003) [2] Pornprasertsuk et al., J. Appl. Phys. 98, 103513 (2005)

New double-cation borohydrides

·Inge Lindemann1, Roger Domènech Ferrer[1], Yaroslav Filinchuk[2], Hans Hagemann[3], Radovan Černý[3], Ludwig Schultz[1], and Oliver Gutfleisch[1] — [1]IFW Dresden, Institute for Metallic Materials, P.O. Box 270016, 01171 Dresden, Germany — [2]Swiss-Norwegian Beam Lines at ESRF, BP-220, 38043 Grenoble, France — [3]Department of Physical Chemistry and Crystallography, University of Geneva, 1211 Geneva, Switzerland

Complex hydrides are under consideration for on-board hydrogen storage due to their high hydrogen density. However, up to now conventional borohydrides are either too stable or unstable for applications as in PEM fuel cells (60-120°C). Recently, double-cation borohydride systems have attracted great interest. The desorption temperature of the borohydrides decreases with increasing electronegativity of the cation. Consequentely, it is possible to tailor a feasible on-board hydrogen storage material by the combination of

appropriate cations. The stability was found to be intermediate between the single-cation borohydride systems. Two combinations were sucessfully synthesised by metathesis reaction via high energy ball milling. Al-Li-borohydride shows desorption at about 70°C combined with a very high hydrogen density (17.2 wt.%) and the Na-Al-borohydride (14.2 wt.%) decomposes around 90°C. Both desorption temperatures are in the target range for applications. The decomposition pathways were observed by in-situ-Raman spectroscopy, DSC (Differential Scanning Calorimetry), TG (Thermogravimetry) and thermal desorption measurements.

Production and conversion of liquid fuels and hydrogen from biomass and natural gas using micro-reactor technology

·Peter Pfeifer—Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Institute for Micro Process Engineering (IMVT), Herrmann-von-Helmholtz- Platz 1, 76344 Eggenstein-Leopoldshafen, Germany, www.imvt.kit.edu

The Institute for Micro Process Engineering (IMVT) develops microstructured devices since 1989 and is thus one of the pioneers in this field. One focus of current research is on the integration of catalysts into these reactors as this is significantly influencing the overall system performance. The methods are ranging from filling micro-structured elements with catalyst powder to new approaches of nano-structured catalyst layers on the micro channel walls. Current projects are addressing the field of conversion of synthesis gas from biomass feedstock and off-shore natural gas; processes are methanol synthesis, direct dimethyl ether synthesis, Fischer-Tropsch synthesis and high temperature / high pressure shift reaction. The latter reaction may be necessary for the biomass conversion into fuels since dry gasification yields an insufficient H2/CO ratio in the synthesis gas. The unusual temperature and pressure conditions applied in the IMVT concept reduce the net energy loss. Furthermore, most micro-reactor studies in literature refer to keeping the reaction temperature constant and thus enabling isothermal operation conditions. However, for synthesis, i.e. exothermic equilibrium reactions, a falling temperature profile should be applied. Heat management concepts for micro-reactors are therefore important for further developments.

Oceanic carbon-dioxide removal options: Potential impacts and side effects *(Symposium)*

·Andreas Oschlies — IFM-GEOMAR, University of Kiel, Germany

Ocean fertilization and alkalinity enhancement by accelerated weathering of limestone or silicate rocks have been suggested as possible options for sequestering atmospheric CO_2. These methods would have intended and unintended, local and remote impacts on marine ecosystems and biogeochemical cycles. An overview is given on current estimates of the CO_2 sequestration potential of various fertilization and alkalinity-enhancement techniques. Impacts and possible side effects are discussed in a quantitative manner based on results of small-scale field studies and global Earth System model simulations for a business-as-usual CO_2 emission scenario. According to these results, the sequestration potential of the individual oceanic CO_2 removal methods is limited to a small fraction of current anthro-

pogenic emissions. While it is obvious that all methods have undesired side effects, these have to be evaluated against the side effects resulting from an unabated rise in atmospheric CO_2 levels.

Climate Engineering through injection of aerosol particles into the atmosphere: physical insights into the possibilities and risks *(Symposium)*

·Mark Lawrence — Max Planck Institute for Chemistry, Atmospheric Chemistry Department, Mainz, Germany

Climate Engineering (CE) is the intentional manipulation of the Earth's climate in order to counteract the effects of unintended global change due to greenhouse gases and other climate forcing agents, such as reflecting and absorbing aerosol particles. Numerous CE measures have been proposed as cost-effective means to either bypass the slow international actions towards reducing emissions of climate-active gases and particles, or as a solution for potentially impending "climate emergencies" (rapid, irreversible transitions caused by exceeding certain thresholds of climate change). Though often discussed as highly promising possibilities, each proposed CE measure of course harbors large uncertainties and significant potential side effects. The CE measures can mostly be divided into two categories: accelerated removal of carbon dioxide (CO_2, the primary greenhouse gas) from the atmosphere, and "solar radiation management" (SRM), i.e., increasing the amount of solar radiation reflected back to space. This talk gives an overview of the latter, focusing particularly on the current state of knowledge of proposed SRM measures through injection of aerosol particles, which either directly reflect solar radiation, or enhance the reflectivity of clouds.

Geoengineering - will it change the climate game? *(Symposium)*

·Timo Goeschl — Dept. of Economics, Heidelberg University, Heidelberg, Germany

Emissions reductions aimed at mitigating climate change are - from an economic point of view - an almost perfect example of a global public good. The scale of the public good is determined by aggregrate reduction efforts of all countries. The contribution of individual countries to the aggregate effort, however, can - in the absence of a global institution - only arise out of a bargaining process between individual sovereign states. This is the essence of the 'climate game'. Both theoretical analysis and empirical evidence underscore that the climate game provides problematic incentives for the individual states to jointly generate a satisfactory aggregate reduction effort. Geoengineering has the potential to alter these incentives in a radical way. The reason is that geoengineering efforts differ from emissions reduction efforts in many ways. One important difference in bargaining terms is that the actions of a single player can determine the final outcome. Combined with the very different costs and benefits associated with geoengineering activities, the availability of geoengineering option therefore poses an entirely new set of incentives for countries. This presentation weighs the arguments on the likely impacts on the process and outcome of the climate game of geoengineering options becoming available.

The gamble with the climate - an experiment *(Symposium)*

·Manfred Milinski — Max-Planck-Institut für Evolutionsbiologie, Thienemann- Str. 2a, 24306 Plön

Will a group of people reach a collective target through individual contributions when everybody suffers individually if the target is missed? This „collective risk social dilemma" exists in various social scenarios, the globally most challenging one being the prevention of dangerous climate change. Reaching the collective target requires individual sacrifices, with benefits to all but no guarantee that others will also contribute. It even seems tempting to contribute less and save money to induce others to contribute more, hence the dilemma and the risk of failure. Here, we introduce the collective risk social dilemma and simulate it in a controlled experiment: will a group of people reach a fixed target sum through successive monetary contributions, when they know that they will lose all their remaining money with a certain probability if they fail to do so? We find that under high risk of simulated dangerous climate change half of the groups succeed in reaching the target sum, whereas the others only marginally fail. When the risk of loss is only as high as the necessary average investment or even lower, the groups generally fail to reach the target sum. We conclude that one possible strategy to relieve the collective risk dilemma in high risk situations is to convince people that failure to invest enough is very likely to cause grave financial loss to the individual. Our analysis describes the social window humankind has to prevent dangerous climate change.

Perspectives of Climate Engineering — Round Table Discussion

with Andreas Oschlies, Mark Lawrence, Timo Göschl, Martin Milinski. Moderation: Thomas Leisner

no record is available.

Routen und Wirkungsgrade der CO_2 Abscheidung in Kraftwerken

·Detlef Stolten — Forschungszentrum Jülich GmbH, Institut für Energie- und Klimaforschung (IEK-3) Brennstoffzellen, 52425 Jülich, Deutschland

Der Vortrag beschreibt die Prinzipien der Kohlendioxid Abscheidung in Kohlekraftwerken. Dabei liegt der Fokus auf Fragen der Energieeffizienz. Die Abscheidungsverfahren lassen sich in "post-combustion", "oxyfuel-combustion" und "pre-combustion", letzteres mit selektiver CO_2 Abtrennung und mit selektiver H_2 Abtrennung, unterteilen. Für Dampfkraftwerke und IGCCs (Integrated Gasification Combined Cycle) werden die Grundlagen der folgenden Gas-Trenn-Methoden beschrieben: -CO_2 Adsorption mit Hilfe von Flüssigkeiten -Reaktion von CO_2 und O_2 mit Feststoffen -Membran basierte Abtrennung von CO_2. Abschließend werden ausgewählte Abtrennverfahren kurz beschrieben und ihr Einfluss auf den Wirkungsgrad diskutiert.

CO_2-Speicherkapazitäten in Deutschland: Eine aktuelle Betrachtung

·Johannes Peter Gerling, Stefan Knopf, Klaus Reinhold, Christian Müller und Franz May — Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Stilleweg 2, D-30655 Hannover, Deutschland

In Deutschland kommen nur erschöpfte Erdgasfelder sowie salinare Wednesday Aquifere als potenzielle CO_2-Speicher in Betracht. Während die Speicherkapazitäten in den Erdgasfeldern seit langem aufgrund der bekannten Förderdaten und verbleibenden Reserven nahezu konstant auf 2,75 Mrd. t CO_2 eingeschätzt werden können, führten Detail-betrachtungen von Regionen oder diskreten Einzelstrukturen zu einer stufenweisen Verbesserung des Kenntnisstandes über die Speichermöglichkeiten in den bisher weit weniger explorierten salinaren Aquiferen. In der Konsequenz belaufen sich die Kapazitäten dieser Option nach unserem aktuellen Verständnis auf 6,3 bis 12,8 Mrd. t CO_2. Die tatsächlich realisierbaren Speicherkapazitäten werden letztendlich jedoch auch von den Nutzungskonkurrenzen sowie insbesondere von der öffentlichen Akzeptanz in den potenziellen Speicherregionen abhängen.

Der Energiespeicherbedarf Europas

·Tobias Tröndle, Ulrich Platt und Werner Aeschbach-Hertig — Institut für Umweltphysik, D-69120 Heidelberg, Deutschland

Bedingt durch den Klimawandel und die Verknappung fossiler Rohstoffe, befindet sich unser Energieversorgungssystem im Wandel. Verstärkt kommt die Nutzung erneuerbarer Energien zum Einsatz. Hierbei liegt mit das größte Potential in den natürlich variierenden Energiequellen Wind und solare Einstrahlung. Da sich der Bedarf an elektrischer Energie meist nicht auf das natürliche Angebot von Wind und Sonne abstimmen lässt, gewinnt die Speicherung von Energie zunehmend an Wichtigkeit für die Elektrizitätsversorgung. Doch Speichern bedeutet immer auch einen Verlust von nutzbarer Energie und ist mit zusätzlichen Kosten verbunden. Die Frage lautet demnach, wie viel Speicherkapazität wird für eine sichere Versorgung in Europa benötigt und mit welchen Mitteln lässt sich der Bedarf an Energiespeichern möglichst gering halten? Mit Hilfe von Computermodellen für die Energieversorgung kann untersucht werden, wie bereits die Wahl des Energiemixes maßgeblich den Speicherbedarf bestimmt. So lässt sich z.B. für die Nordseeküste durch eine kombinierte Nutzung von Wind-, Wellen-, und Solarenergie der Speicherbedarf, gegenüber einem reinen Windkraftszenario halbieren. Aber auch mit Maßnahmen wie Lastmanagement oder dem Einsatz von Elektromobilität, kann Einfluss auf den Speicherbedarf genommen werden.

Druckluftspeicherkraftwerke und ihr Potential

·Sanam Vardag und Ulrich Platt — Institut für Umweltphysik, D-69120 Heidelberg, Deutschland

In Zukunft wird der Anteil erneuerbarer Energien stark steigen. Da das Angebot an erneuerbaren Energien schwankt, gewinnt die Speicherung elektrischer Energie zunehmend an Bedeutung. Druckluftspeicher stellen eine vielversprechende Möglichkeit dar um

künftige Schwankungen in Elektrizitätsangebot und -nachfrage auszugleichen. Bisher wurden ausschließlich Druckluftspeicher realisiert bei denen ein Nachfeuern mit fossilen Brennstoffen notwendig ist. In Zukunft ist eine CO_2 freie Speicherung vorzuziehen. Neben verschiedenen möglichen Realisierungen eines emissionsfreien Druckluftspeichers stellt vor allem die mehrstufige adiabate Kompression mit Zwischenkühlung eine interessante Prozessführung dar. Dabei dient die Außenluft als Wärmespeicher. Eine Vergrößerung der Anzahl an Kompressionsstufen verbessert den Wirkungsgrad ist aber zugleich mit höheren Investitionskosten verbunden. Die optimale Anzahl der Kompressionsstufen gilt es in einer Kosten- Nutzen Analyse noch zu ermitteln. Ein Wirkungsgrad von über 70% und ggf. bis 90% erscheint jedoch realisierbar.

The Physics of Wind Park Optimization

·*Stefan Emeis — Institut für Meteorologie und Klimaforschung, Atmosphärische Umweltforschung, Karlsruher Institut für Technologie, Garmisch- Partenkirchen, Deutschland*

Power generation from wind turbines depends on wind and turbulence conditions in the atmospheric boundary layer (ABL). Future large wind parks are planned offshore amongst other reasons because wind speeds are higher and turbulence intensities are lower offshore than onshore. But lower turbulence intensities lead to more persistent turbine wakes, which should be taken into account in the optimal design of offshore wind parks. After an introduction into the basic meteorological features which influence wind power generation, an analytical model for wind park optimization based on equilibrium between momentum extraction by the turbines and momentum supply by vertical turbulent momentum fluxes from higher atmospheric layers above the wind park is presented here. It estimates the magnitude of the wind speed reduction within a large wind park and the extension of the park wake as a function of wind speed, ABL thermal stratification, surface roughness, wind turbine drag, turbine density in the park and the turbulence production by the turbines. The model simulates a clear increase of the wind speed reduction and wake length with increasing atmospheric stability and decreasing surface roughness. I.e., wind speed reduction and park wake length are considerably larger for offshore wind parks than for onshore parks. This model can be used for optimizing the distance between the turbines within a wind park as well as for optimizing the distance between adjacent wind parks.

Intermittent Structures in Atmospheric Wind Fields

·*Örsan Yüksek, Tanja Mücke, and Joachim Peinke —* ForWind *Center for Wind Energy Research, University of Oldenburg, Germany*

For design processes and load calculations of wind energy convertors (WEC) realistic synthetic wind fields are needed. The widely used norm is the standard IEC 61400. The IEC standard considers different simulation methods based on Gaussian statistics. However, the analysis of the measured wind fields by means of velocity increment statistics yields that these do not obey Gaussian statistics but are quite intermittent. The intermittent nature of atmospheric wind affects the whole chain of the wind energy conversion process and is assumed to be a major effect for additional loads and fatigue. A recently proposed method

based on continuous time random walks (CTRWs) adequately reproduces the intermittency of turbulent atmospheric velocity increments on small time scales and provides wind fields with the desired high order two point statistics. In this work, we analyze highly time-resolved data sets measured in an extensive grid over the whole rotor plane of a WEC. The atmospheric wind fields are characterized statistically and the dependency of the higher order two point statistics on turbulence intensity, mean wind speed and height is shown. With this knowledge we are able to generate synthetic CTRW wind fields with the correct small scale structure.

Offshore- Windparks; Ausgewählte Anforderungen aus dem Genehmigungsverfahren und der Praxis der Errichtung

·Christian Dahlke — Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Hamburg, Deutschland

Die Bundesregierung hat in ihrem Energiekonzept 2010 analog der beiden andersfarbigen Vorgänger- Regierungen festgelegt, dass sie bis zum Jahr 2030 25.000 Megawatt installierte Leistung aus Offshore- Windparks realisiert sehen will. Ende 2010 waren allerdings nur 80 Megawatt am Netz. Es besteht für die nächsten beiden Dekaden ein Erfordernis an Wachstum und ein immenser Bedarf an technischem Know-How sowie an gut ausgebildeten Menschen, die diese ehrgeizigen Ziele umzusetzen helfen. Der Vortrag stellt zunächst die Rechtsgrundlagen für Errichtung und Betrieb sowie den aktuellen Stand der im Genehmigungsverfahren befindlichen Windpark-Vorhaben im Offshore Bereich dar. Sodann werden verschiedene Voraussetzungen für die Erteilung einer Genehmigung sowie die Schritte zur Realisierung des Vorhabens skizziert. Einen weiteren Schwerpunkt bildet die Darstellung der Entwicklung der für die Errichtung erforderlichen Standards und Normen, die es für die Errichtung derartiger Offshore- Vorhaben bisher nicht gab. Referiert werden insbesondere Themen, die spezifisch maritime Probleme darstellen. Ferner werden mit den Themen Emission - insbesondere (Ramm-)Schall und Schwerkraftfundamente zwei spezielle Punkte vorgestellt, die den engen Zusammenhang zwischen physikalisch- konstruktiven Elementen und wichtigen Belangen des Schutzes der Meeresumwelt aufzeigen.

Geothermie für Grundlaststrom und Wärmeversorgung - internationale Nutzung, Potential und technologische Entwicklungen

·David Bruhn und Ernst Huenges — Deutsches Geo-ForschungsZentrum Potsdam Deutschland

Geothermie bietet eine saisonal unabhängige, also grundlastfähige erneuerbare Quelle der Energieversorgung. Weltweit werden geothermische Ressourcen schon seit fast 100 Jahren zur Stromerzeugung genutzt; die direkte Nutzung der Wärme ist seit der Antike bekannt. Ist ein geothermisches Reservoir zwar warm, die Fließrate der erschlossenen Wassermenge jedoch zu gering für eine wirtschaftliche Energiegewinnung, wird die Durchlässigkeit des Reservoirgesteins künstlich durch Stimulationsmaßnahmen erhöht, man spricht dann von ”enhanced geothermal systems” (EGS). Solche Maßnahmen führen zu Erschütterungen der Erde, welche im Extremfall, vor allem in seismisch aktiven Gebieten, an der Erdoberfläche gefühlt werden können. Solchermaßen induzierte Seismizität hat bei

verschiedenen Vorhaben (Basel, Landau/Pfalz) zu Akzeptanzproblemen geführt. Die geothermische Stromerzeugung beschränkt sich heute aber nicht mehr nur auf tektonisch und vulkanisch aktive, also die ”heißen” Zonen der Erdkruste. Es werden zunehmend auch Regionen mit normalen Temperaturgradienten erschlossen. Für niedrigere Temperaturen werden statt der direkten Nutzung von heißem Wasserdampf binäre Kreisläufe mit einem organischen Fluid als Arbeitsmedium eingesetzt. Oftmals werden solche Anlagen auch zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung genutzt.

Einsatz großer Wärmepumpen im Wohnungs- und Gewerbebau

·Rüdiger Grimm — geoENERGIE Konzept GmbH, Freiberg, Deutschland — BWP Bundesverband Wärmepumpe, Berlin, Deutschland

Die Nutzung der oberflächennahen Geothermie (”Erdwärme”) stellt mit ca. 30.000 errichteten Anlagen pro Jahr in Deutschland mittlerweile einen beachtenswerten Anteil an der Heizung und Klimatisierung von Wohn- und Gewerbeimmobilien dar. Im Unterschied zu klassischen Wärmeerzeugungen und Klimatisierungen sind dabei jedoch eine Reihe von Randbedingungen zu beachten. Eine optimale und effiziente Anlage funktioniert nur in engem Zusammenspiel zwischen Haustechnik, Fachplaner und Bohrtechnik. Der Vortrag erläutert die fachlichen, technischen und genehmigungsrechtlichen Grundlagen der Erdwärmenutzung und gibt einen kurzen Überblick über die 7 Schritte (Energiebedarf ermitteln, Untergrund bewerten, Machbarkeit betrachten, Testarbeiten durchführen, Anlage planen, Anlage errichten, Betrieb überwachen) zur Umsetzung anhand von Praxisbeispielen. Insbesondere beim Einsatz ”großer” Wärmepumpen und Hinzuziehung der Kühlung spielen die Wechselwirkungen im Untergrund eine wesentliche Rolle für den nachhaltigen und wirtschaftlichen Einsatz der Technologie.

Experimental and theoretical studies of the Magnetocaloric Effect (MCE) in the Mn5-xFexSi3 series

·Michael Gottschlich[1], Olivier Gourdon[2], Michael Ohl[2], Thomas Brückel[1], and Jörg Perßon[1] —[1]Research Center Jülich, Germany — [2]JCNS Outstationed at the SNS at Oak Ridge National Laboratory, USA

The magnetocaloric effect (MCE) based on entropy changes of magnetic materials in an applied magnetic field, holds the potential of applications for refrigeration without moving mechanical parts. Therefore it has recently attracted the attention of many scientific research groups. Although MCE was discovered a long time ago (1881) by Warburg in iron, practically usable materials of low cost which are chemically stable and safe are still being researched. Recently, after the characterization concerning magnetization measurements and refinements on x-ray data, neutron measurements on polycristalline samples Mn5-xFexSi3 have been collected on the POWGEN neutron powder diffractometer at SNS. These preliminary measurements emphasize a unique atomic distribution as well as a ferromagnetic ordering along the c axis. Such effect is certainly directly linked to the MCE measured. Preliminary theoretical calculations which support our findings will also be presented.

Anforderungen an einen Wärmepumpentarif zur Überwindung diskriminierender Steuern und Abgaben beim thermodynamisch optimierten Heizen

·Gerhard Luther — Universität des Saarlandes, Technische Physik, Forschungsstelle Zukunftsenergie, Saarbrücken, Deutschland

In den nächsten Jahren müssen im Bereich Gebäudewärme durchgreifende Energieeinsparungen erreicht werden. Neben der thermischen Sanierung der Gebäudehülle und anderen bautechnischen Maßnahmen sollten die Heizkessel durch thermodynamisch optimierte Wärmeerzeuger ersetzt werden. Im Vergleich zeigt sich, dass elektrische Wärmepumpen in vielen Fällen die mit Abstand energieeffizienteste Alternative sind. Umso seltsamer ist es daher, dass der thermodynamisch optimierte Einsatz von Strom zur dezentralen Wärmeerzeugung im Vergleich zum direkten Einsatz von Brennstoffen oder von Fernwärme in Deutschland geradezu prohibitiv durch Steuern und Abgaben belastet wird. Es werden daher Überlegungen zu einem subventionsfreien eigenständigen ”Wärmepumpentarif” vorgetragen, der beim Übergang von einer Brennstoffheizung zu einer Wärmepumpe die ursprüngliche steuerliche Belastung nicht grundlegend verändert und vernünftige Anreize zur Optimierung im Sinne des Klimaschutzes bietet. Eine derartige steuerliche und abgabenrechtliche Gleichbehandlung würde die Energiekosten für die Wärmepumpe mehr als halbieren, - dies könnte den Durchbruch bringen.

Kopplung von Strom- und Wärmeerzeugung durch Demand Side Management

·Kai Morgenstern und Sager Christina — Fraunhofer-Institut für Bauphysik, Gottschalkstraße 28a, 34127 Kassel

Um die erneuerbaren Energiequellen Wind und Sonne mit ihrer fluktuierenden Einspeisung optimal zu nutzen, sind intelligente Verbrauchsteuerung und innovative Speicherlösungen erforderlich. Hier wird das Potenzial der thermischen Energiespeicherung in Wohngebäuden im Rahmen des Demand Side Managements untersucht. Wärme wird dabei mit Hilfe von Wärmepumpen generiert, deren Betrieb in Zeiten verschoben wird, in denen Überschussstrom zur Verfügung steht. Da Häuser mit guter Wärmedämmung auch bei kalter Witterung die Wärme lange speichern können, wird so ohne Komfortverlust für die Nutzer die Wärme abhängig vom Stromangebot erzeugt. Als Beispiel wird die Stadt Wolfhagen (14.000 Einwohnern) untersucht, die bereits heute 15% ihres jährlichen Haushaltsstroms aus Photovoltaik erzeugt. Außerdem plant die Stadt die Errichtung eines Windparks mit einer Nennleistung von 10MW. Während der Heizperiode (Oktober bis März) werden Wind und Sonne dann zusammen etwa 7 GWh Überschussstrom erzeugen. Bei einer Jahresarbeitszahl von 3 könnten Wärmepumpen daraus 21 GWh Raumwärme gewinnen, was etwa 35% des gegenwärtigen Wärmebedarfs der Haushalte in der Wolfhager Kernstadt entspricht. So kann die Kopplung von Strom und Wärmeerzeugung einen wichtigen Beitrag zur Integration erneuerbarer Stromerzeugung in das Energiesystem leisten.

Status and Potential of Organic Solar Cells

·Moritz Riede — Institut für Angewandte Photophysik, Technische Universität Dresden, Germany

Organic solar cells have attracted increasing attention in recent years and their development has reached a stage at which several companies are preparing to make them commercially available. Despite lower power conversion efficiencies than their inorganic counterparts, organic solar cells have the potential to become a low-cost alternative, due to low material consumption, simple processing methods as well as the possibility for flexible and light-weight devices. This presentation summarises important recent developments and describes how the synthesis of new organic semiconductors with tailored properties, tuning the morphology of the active layers, adaption of inorganic device concepts like tandem devices, and improved light incoupling have led to major improvements. It further outlines the current research strategies for improving the basic physical understanding, obtaining higher device efficiencies and lifetimes. Finally, based on the investigated large area production technologies it is shown that the cost can potentially be very low and organic solar cells could address large markets.

Efficiency enhancement of bulk-heterojunction solar cells.

*Michael Krüger[1,2,] Yunfei Zhou[1,2,] and ·Michael Eck[1,2] — [1]Universität Freiburg, Materialforschungszentrum (FMF), Freiburg, Deutschland — [2]Universität Freiburg, Institut für Mikrosystemtechnik, (IMTEK), Freiburg, Deutschlan*d

Inorganic semiconductor nanocrystals (NCs) such as CdSe NCs, with tunable bandgaps and high intrinsic charge carrier mobilities can act as good electron acceptors and be incorporated into conjugated polymers to form bulk-heterojunction hybrid solar cells. Nevertheless their power conversion efficiencies (PCEs) are still lagging behind the PCEs of fullerene based devices but they show high potential for improvement. Here we report on the efficiency enhancement of CdSe NC based devices due to different postsynthetic treatments of the NCs, the use of low-bandgap polymers and optimized device structures including active layer thickness, electrode materials, novel NC hybrid structures and approaches to control the nanomorphology. PCEs approaching 3% and above are available and further enhancement can be expected by exploring and combining the above mentioned approaches.

GaInP/GaAs/Si Triple-Junction Solar Cell Formed by Wafer Bonding

·Karen Dreyer, Elvira Fehrenbacher, Eduard Oliva, Antonio Leimenstoll, Felix Schätzle, Martin Hermle, Andreas Bett, and Frank Dimroth — Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg

Multi-junction solar cells utilise the solar spectrum more efficiently than single-junction devices by combining several pn-junctions of different bandgap energy. A combination of GaInP (Eg = 1.9 eV), GaAs (Eg = 1.4 eV) and Si (Eg = 1.1 eV) is nearly ideal for converting the solar spectrum. The direct growth of such highly lattice mismatched semiconductors is challenging. Wafer bonding offers a way for the combination of

semiconductors regardless of their lattice constant. This presentation reports on the realization of a highly lattice mismatched triple-junction solar cell. A prefabricated GaInP/GaAs dual-junction and a silicon solar cell are combined by the use of surface activated wafer bonding. In this process the surfaces of the cell structures are cleaned by a beam of argon atoms in a UHV chamber. The wafers are brought into contact immediately after the surface activation which initializes the bonding. Under a solar simulator the GaInP/GaAs/Si triple-junction solar cell had an efficiency of 20.5 % under 1-sun AM1.5 conditions and 23.1 % under the concentrated AM1.5d spectrum (concentration ratio: 48 X). Different factors like the resistance of the bond interface and the current mismatch between the subcells are still limiting the device performance and will be discussed in the presentation.

Clean Power from Deserts - The DESERTEC Academic Initiative

·*Michael Düren — II. Phys. Inst., Univ. Giessen*

The DESERTEC concept is simple and convincing: The abundance of solar radiation in the deserts of our planet exceeds by far the global energy demand. Using concentrating solar power plants with thermal storage, solar energy can be made available 24 h a day and can be used as a base load and to average out the fluctuations of other renewable energy sources like wind power. A large scale high voltage DC grid is required which connects the distributed sources of renewable energy with the distributed consumers on a scale of several thousand kilometres. Many large countries have their own deserts like USA, China, Australia and many others. A DESERTEC project as a joint venture of European and MENA (Middle East & North Africa) countries faces many political and legal challenges. However, the prospects of such a project for Europe are high. Not only electricity desalinated water and a lot of jobs will be generated, but more important such a project reduces the economical north-south gradient and generates a peace keeping political and economic interconnection between the EU and MENA. The DESERTEC Industrial Initiative (DII GmbH) was founded in 2009 to create a roll out plan for a possible European - MENA future project on a financial scale of about 400 billion Euros. A DESERTEC University Network was founded in 2010. An Academic Initiative is required to examine the options, prerequisites and implications of the DESERTEC concept from an interdisciplinary scientific point of view.

Oberflächenvermessung von Absorbercups von Solarturmkraftwerken

·*Max Wagner2, Markus Sauerborn1, Rainer Telle2 und Bernhard Hoffschmidt1 — 1Solar-Institut Jülich, FH Aachen, Heinrich-Mußmann-Str. 5, D-52428 Jülich — 2Institut für Gesteinshüttenkunde, RWTH Aachen, Mauerstr. 5, D - 52064 Aachen*

Solarthermische Kraftwerke konzentrieren das Sonnenlicht auf spezielle Absorber, die die Strahlung in thermische Energie umwandeln. Die verwendeten keramischen Absorber im Solarturmkraftwerk Jülich sind auf thermische Stabilität und hohe Absorption ausgelegt. Die Oberflächeneigenschaften sollen zukünftig auf verschiedene Weise optimiert werden, um den Wirkungsgrad weiter zu steigern. Ein neuer Messaufbau ermöglicht eine Vermessung von verschiedenen optischen und thermischen Größen. Die keramischen

Absorbercups können hierfür in einem Ofenelement über 800 C erhitzt werden, wobei die Frontfläche für optische Messungen frei zugänglich bleibt. So können Absorption und Reflexion in Abhängigkeit von der Temperatur bestimmt werden. Für Reflexionsmessungen wird der Absorber mit einer Parallelstrahlungsquelle beleuchtet. Ein spezielles Verfahrsystem stellt den Absorber in verschiedene Winkel zur Einstrahlung, um die Ausrichtung der Absorberfläche gegenüber den Spiegeln im Heliostatenfeld zu simulieren. Mit einem integrierten und ebenfalls verfahrbaren Spektrometerkopf lässt sich dann der winkelabhängige, spektrale Reflexionsgrad bestimmen. Aus den Reflexionsdaten lassen sich darüber zusätzlich Werte für die Absorption ermittelten.

Hochkonzentrierende Photovoltaik: Entwicklungsstand und Perspektiven

·Andreas Walter Bett — Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, Heidenhofstraße 2, 79114 Freiburg

Die zukünftige Energieversorgung wird auf Erneuerbaren Energien basieren! Die Photovoltaiktechnologie spielt in jedem Zukunftsszenario eine wichtige Rolle. Trotz drastischer Kostensenkung in den letzten 10 Jahren sind die Stromgestehungskosten für photovoltisch erzeugte Energie noch deutlich über 10 €cent/kWh. Es gilt also die Kosten weiter zu senken. Ein technologisch sehr interessanter Ansatz ist, die Lichtsammelfunktion und die Energiewandlerfunktion einer Solarzelle zu trennen. Bei der hochkonzentrierenden Photovoltaik wird daher auf großer Fläche das Licht eingesammelt und mit einer Optik auf eine kleine Solarzelle fokussiert. So kann vergleichsweise teureres Halbleitermaterial reduziert werden und auch hocheffiziente Zellstrukturen kosteneffizient eingesetzt werden. Derzeit werden Dreifach-Stapelzellen eingesetzt, die Spitzenwirkungsgrade über 41 % erzielen. Nutzt man diese hocheffizienten Zellen, können heute Modulwirkungsgrade bis 30 % erzielt werden. Konzentratorsysteme im Betrieb erreichen AC-Spitzenwirkungsgrade über 25 % und stellen somit die effizienteste Technologie im Bereich der Photovoltaik dar. Konzentratorsysteme werden an Standorten mit hoher Sonneneinstrahlung eingesetzt und werden dort im Kraftwerksverbund von mehreren MW betrieben. Der Vortrag gibt einen Überblick über den aktuellen Entwicklungsstand und über die neusten Entwicklungen im Labor.

Aufwindkraftwerke: Funktionsweise, Prototyp, Zukunftsperspektiven

·Gerhard Weinrebe — Schlaich Bergermann Solar, Stuttgart, Germany

Ein Aufwindkraftwerk kombiniert den Treibhauseffekt mit dem Kamineffekt, um aus Sonnenstrahlung elektrische Energie zu gewinnen: Unter einem kreisförmigen Dach wird Luft durch die Sonnenstrahlung erwärmt. In der Mitte des Dachs steht eine Kaminröhre mit Zuluftöffnungen am Fuß. Das Dach ist luftdicht an den Kaminfuß angeschlossen. Da warme Luft eine geringere Dichte als kalte Luft hat, steigt sie im Kamin auf. Die in der Luftströmung enthaltene Energie wird mit Hilfe druckgestufter Turbogeneratoren in elektrische Energie umgewandelt. Nach Voruntersuchungen und Experimenten im Windkanal wurde in den Jahren 1981/82 in Spanien eine Experimentieranlage errichtet und sieben Jahre betrieben. Sie lieferte wichtige Messdaten. Große Anlagen haben das Potenzial, kostengünstig Solarstrom bereitzustellen. Dafür sind große Kollektorflächen und

Kamine mit Höhen von bis zu rund 1000m erforderlich. Die Bemühungen um den Bau einer solchen Großanlage wurden in den letzten Jahren intensiviert, bislang noch ohne Erfolg. Im Vortrag werden die physikalischen Grundlagen des Aufwindkraftwerks dargestellt, dabei wird auch auf den Prototypen in Spanien eingegangen. Dann wird ein Ausblick auf geplante Großanlagen und die Ansätze zur technischen Umsetzung gegeben. Den Abschluss bildet ein Vergleich des Aufwindkraftwerks mit anderen solarthermischen Kraftwerkskonzepten.

Electrolytes in lithium-ion batteries: state of the art and future trend

Andrea Balducci, Institute of Physical Chemistry/MEET, University of Muenster

Lithium-ion batteries

Lithium-ion batteries (LIBs) are nowadays one of the most popular energy storage devices. Depending on their cell chemistry LIBs can show high energy, high power and high cycle life. For example, LIBs can achieve energy densities of up to 250 Wh/kg (watt hours per kilogram) or up to 800 Wh/l (watt hours per liter), which are values unrivaled by other accumulators. Because of these characteristics, and thanks to the wide variety of shapes and sizes in which they can be realized, LIBs are already the dominant energy storage system for cell phones, portable computers (laptops), cordless tools and camcorders, collectively referred to as the 4C market. In the last years, LIBs have been also indicated as the most promising option for the next generation of hybrid and electric vehicles (HV, EV) as well as an attracting candidate for the realization of high performance delocalized energy storage units. Clearly, the wide employment of lithium-ion batteries in these applications would have tremendous consequences on the battery-market and it would further strengthen the central role of these systems in the field of energy storage [1-3].

The principle of operation of LIBs is basically quite simple. They consist of two electrodes, the cathode and the anode, and an electrolyte whose task is to transport the lithium-ions between the two electrodes. The cathode is normally based on metal oxides whereas graphite is used in the majority of cases as anode material. The electrolyte consists of a salt dissolved in mixtures of organic solvents. During the charge process, the charging reaction causes lithium cations to travel from the cathode to the anode via the electrolyte (see Fig. 1a). During the discharge process, the lithium cations move back via the electrolyte from the cathode to the anode (see Fig. 1b) [1-3].

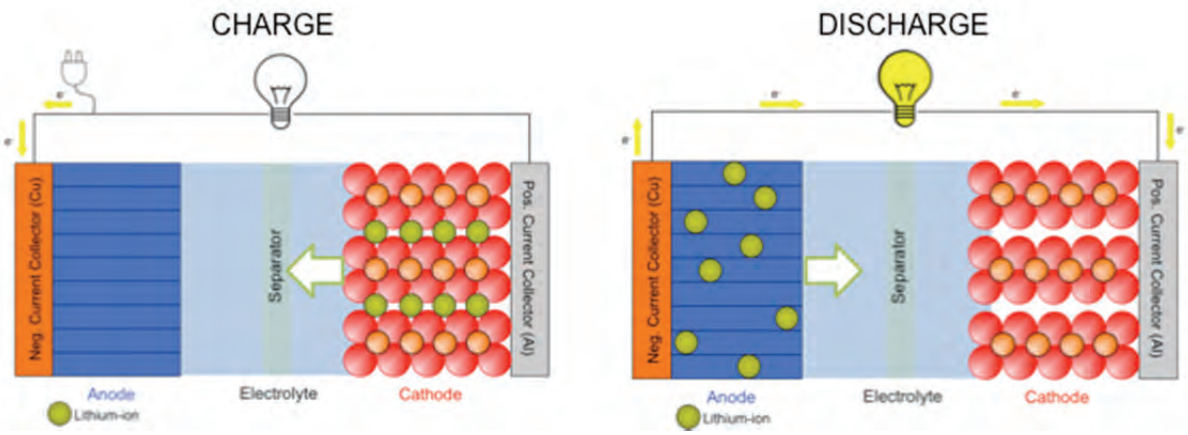


***Fig. 1**: Charge-discharge mechanism of Lithium-ion batteries*

Electrolyte in lithium-ion batteries: state of the art

Considering the charge-discharge mechanism of LIBs, it appears clear that the electrolyte plays a crucial role in these devices since it is the medium for the transport of lithium-ions between the electrodes. Therefore, even if the electrodes materials are able to display high performance but the electrolyte is not adequate, the overall performance of the LIB will be unavoidably limited.

The electrolytes of lithium-ion batteries, but more in general for all electrochemical storage devices, need to fulfil several requirements. Among them, some of the most important are:

- **High ionic conductivity**, which is necessary to guarantee a fast transport of lithium-ion between the two electrodes during the charge-discharge processes,
- **Low melting and high boiling points**, which are necessary to guarantee a large operative temperature range of use,
- **Low vapour pressure,** which is necessary to reduce the risk of dangerous events during the life of the batteries,
- **Chemical and electrochemical stabilities,** which are necessary to preserve the electrolyte stability during the charge-discharge process and to allow the realization of LIB with high voltage (the energy of a battery is directly proportional to the voltage),
- **Safety,** which is necessary for the use of LIB in all present as well as future applications in order to prevent any possible flaming or explosion events.

Today, graphite (G) represents the most used anodic material, while lithium cobalt oxide (LCO) is mostly used as cathodic material [1-2]. During the charge process the lithium-ions move from the LCO to the G, where they are inserted (intercalated) between the graphite layers. During the discharge process the same lithium ions are de-inserted (de-intercalated) from the graphite layers and move back to the cathode. In order to insert the lithium-ion between the graphite layers the presence of a passive layer, called Solid Electrolyte Interphase (SEI), is required [4]. As a matter of fact, if no SEI is present at the surface of the graphite, exfoliation processes occur, leading to an irreversible deterioration of the material itself and consequently of the battery [5].

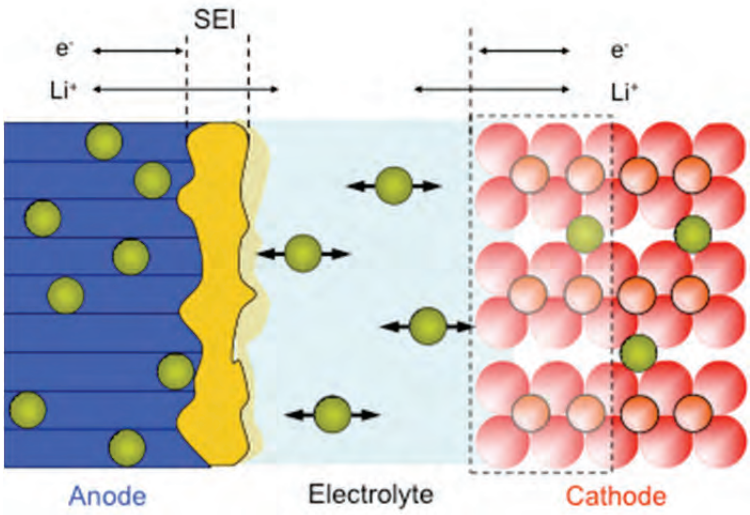


***Fig. 2**: Solid Electrolyte Interphase (SEI) on a graphite electrode in LIBs.*

For this reason, the use of graphite as anode material requires an additional property of electrolytes for LIBs: the **film forming ability**. Electrolytes for LIBs need to display the ability to form the SEI within the first few cycles of the battery via electrolyte decomposition.

The **SEI** is one of the key determinants for the realization of high performance LIBs and needs to display several properties. Among them some of the most important are:

- **Good mechanical strength and flexibility**, in order to allow the expansion and contraction of the graphene lattice during the charge-discharge processes,
- **High ionic conductivity and permeability only for lithium-ions**, in order to allow a fast and effective intercalation and de-intercalation of lithium-ion between the graphite layers,
- **Uniform morphology and chemical composition,** in order to allow an uniform process of intercalation and de-intercalation of lithium-ions into the graphite,
- **Chemically stable,** in order to allow a constant and effective process of intercalation and de-intercalation into the graphite,
- **Electronically insulating,** in order to allow only the transport of lithium ion and avoid short circuit.

Considering these points, it is clear that the electrolytes of LIBs need to display several different properties at the same time. Since it is practically impossible to obtain all of them with just one component, in the past the strategy that has showed to be the most successful was the realization of electrolytes containing more components, each of them able to fulfil one (or more) of the properties requested for the electrolytes. For this reason, it would be more appropriate to indicate them rather as "**electrolyte systems**".

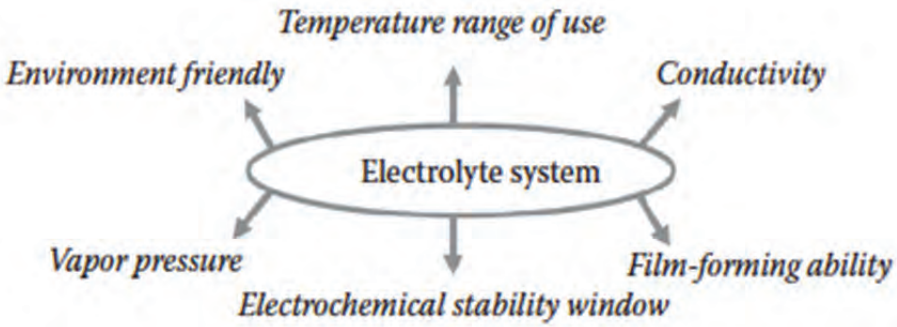


***Fig. 3**: Requirements for the electrolyte systems in lithium-ion batteries*

So far, several kinds of electrolyte systems have been developed, which can be divided mainly in three types: *Liquid* (e.g. liquid organic solvent based electrolytes), *Solid* (e.g. solid polymer electrolytes) and *Composite* (e.g. gel electrolytes). In this paper, however, only liquid electrolyte systems will be considered.

Liquid electrolyte systems are currently used in most of the commercial devices. These electrolyte systems contain several components, which can be divided in mainly three categories:

- **Solvent (and co-solvent)**
- **Lithium salt**
- **Additive**

Fig. 4 shows the chemical structures of the most common solvents, lithium salts and additives presently used in commercial lithium-ion batteries.

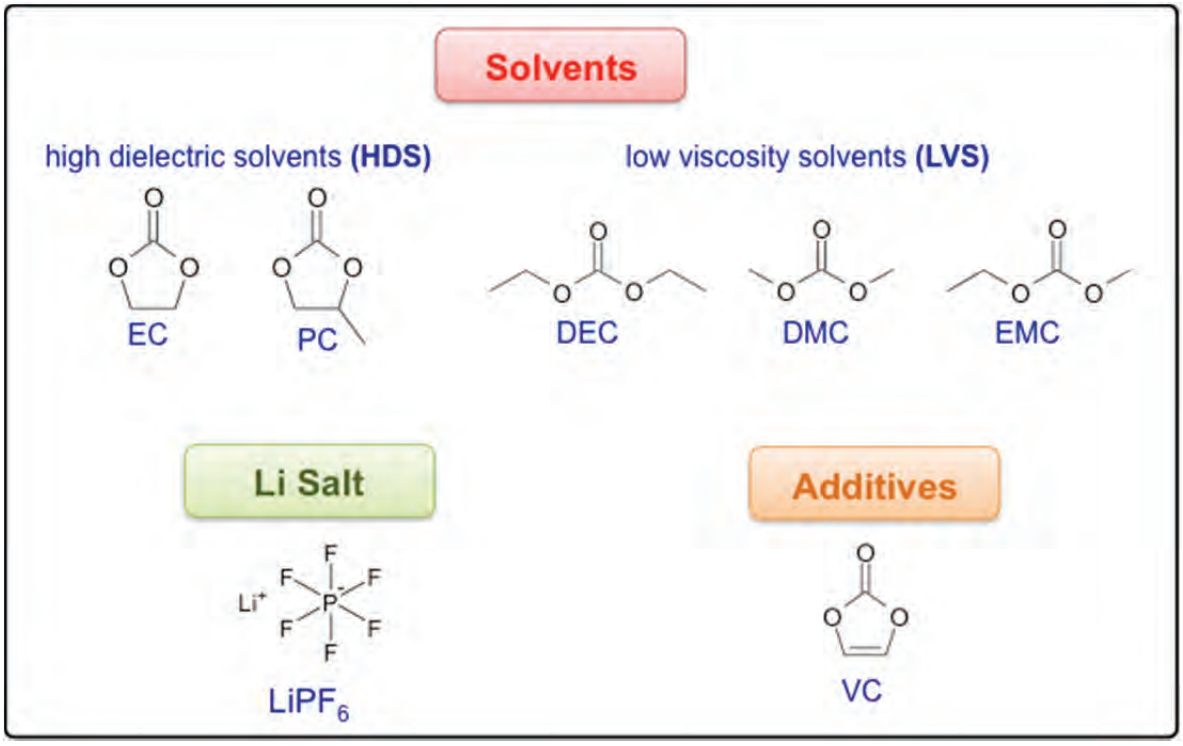


***Fig.4**: Chemical structures of the most used electrolyte system components currently used in LIBs*

The **solvent** is necessary to dissolve the lithium salt. In most of the batteries the solvent consists of mixtures of two or more solvents [7]. Normally, cyclic and acyclic carbonates are used. Cyclic carbonates (e.g. ethylene carbonate, EC and propylene carbonate, PC) display a high dielectric constant, which is an important property for being able to dissolve a sufficient amount of Li salt. However, the viscosity of cyclic carbonates is quite high, and therefore acyclic carbonates which have a low viscosity (e.g. diethyl carbonate (DEC), dimethyl carbonate (DMC), ethyl methyl carbonate (EMC)) have to be added for decreasing the viscosity of the resulting electrolyte. The drawback of the low viscosity solvents is that all of them are flammable due to their low flash points (~15–33°C) and high vapor pressures, which leads to safety concerns. In order to reduce this risk, additional

components, so-called co-solvents, might be added to the electrolyte system. These co-solvents are often solvents with high flash points and/or flame-retardants which are able to reduce the flammability of the electrolyte systems (e.g. phosphonates, phosphites and phosphazenes).

The **lithium salt** is responsible for the transfer of lithium-ions through the electrolyte system between the two electrodes during the charge-discharge processes [7]. In the majority of cases lithium hexafluorophosphate ($LiPF_6$) is used as electrolyte salt in state-of-the-art LIBs as it has some favorable properties, such as high conductivity in carbonate solvent mixtures and the ability to prevent the corrosion of the cathode aluminum current collector by forming a passivating layer. However, $LiPF_6$ also has several disadvantages. One of the most severe one is the generation of hydrofluoric acid (HF) with traces of water which are unavoidable in LIBs. HF is prone to dissolve transition metal ions from the cathode leading to loss of capacity, especially at elevated temperature

Numerous alternative lithium salts (e.g. lithium perchlorate, $LiClO_4$, lithium tetrafluoro-phosphate, $LiBF_4$, lithium bis(trifluoromethansulfonyl)imide, $LiCF_3SO$), have been proposed in the past as possible replacement for $LiPF_6$. However, even if these salts display appealing properties, $LiPF_6$ still appears as the salt able to fulfil most of the requirements necessary for the LIBs. Currently there is no other available lithium salt that performs better than $LiPF_6$.

The **additives** are introduced into the electrolyte systems in trace amount (<5%) [7]. Their function is normally to improve the battery performance mainly in terms of SEI formation, but also in term of overcharge protection, or increased safety by reducing the flammability of the electrolyte systems. SEI-additives are usually less stable than the other electrolyte components as they have a higher reduction potential.Therefore, they are primarily reduced in the first charge process and the insoluble solid products are deposited at the graphite surface as SEI-layer preventing the further decomposition of other electrolyte components. As they are only present in small amounts they are expected to be entirely consumed after the first few cycles and thus having hardly any effect on the bulk properties of the electrolyte system. Vinylene carbonate (VC) is one of the most studied SEI-additives. The double bond of VC (see Fig. 4) is prone to polymerize resulting in a polymeric film at the surface of the graphite anode. This leads to an improvement in performance of the graphite electrode because of a lower irreversible capacity and an prolonged cycle life, especially at elevated temperature.

As mentioned in the first part of the paper, LIBs are nowadays dominating the 4C market and have also been indicated as the most promising option for the next generation of HVs and EVs. However, in order to be effectively introduced in these applications, further improvement of the LIBs performance is required.

Even if the electrolyte systems used nowadays allow the realization of high performance LIBs, they do not fulfil all requirements mentioned above (see Fig. 5). While the ionic conductivity and the film forming ability of the present electrolyte systems are satisfactory the temperature range in which they can be used has to be enlarged. The high melting point of cyclic carbonates and low boiling point of acyclic carbonates currently used as solvents do not allow the use of the present electrolyte systems in the operative temperature range requested for HVs and EVs. Also the chemical and electrochemical stability of the lithium salt and the solvents has to be improved. As mentioned above, $LiPF_6$

is still the state-of-the–art salt because it represents the best compromise in terms of properties, even if its chemical stability is not sufficient. Moreover, the safety risk due to the use of flammable and volatile solvents cannot be underestimated for automotive application.

Requirements	Current status
High ionic conductivity	*satisfactory*
Film forming ability	*satisfactory*
Temperature range of use	*to be improved*
Low vapour pressure	*to be improved*
Chemical and electrochemical stabilities	*to be improved*
Safety	*to be improved*

Fig. 5*: State-of-the-art LIBs: present fulfilment of the requirements for the electrolyte systems.*

Considering these points, safety concerns and the limited temperature range of use appear to be the main obstacles to the introduction of LIBs in HVs and EVs. Therefore, alternative electrolyte systems with improved safety and the ability to work in a broader operative temperature range are urgently needed today. However, in order to be really effective, the introduction of such advanced electrolyte systems should not cause a reduction in the battery performance.

Electrolyte in lithium-ion batteries: future trend

In the last years several strategies have been followed to improve the performance, and particularly the safety, of electrolyte systems. On the one hand, flame-retardants and overcharge additives have been introduced into the electrolyte systems to reduce their flammability and improve their safety [7]. On the other hand, new types of solvents have been proposed as replacement for cyclic and acyclic carbonates. Among these new solvents, ionic liquids (ILs) are presently considered as one of the most promising alternatives to the-state–of-the-art [7].

ILs are molten salts which are liquid at room temperature. ILs generally comprise a bulky, asymmetrical organic cation and a weakly coordinating inorganic/organic anion. They represent today a very interesting new class of room temperature ionic fluids. The main advantages of ILs toward organic solvents are their non-flammability and negligible vapor pressure, the high chemical and thermal stability and, in some cases, hydrophobicity.

Because of these properties, ILs have attracted a large attention for use as “green” solvents and recently have been intensively investigated as electrolytes (or electrolyte components) for various electrochemical devices, including LIBs. In the last few years a large number of ILs have been proposed and tested in combination with several anodic and cathodic materials for lithium and lithium-ion batteries [8-10].

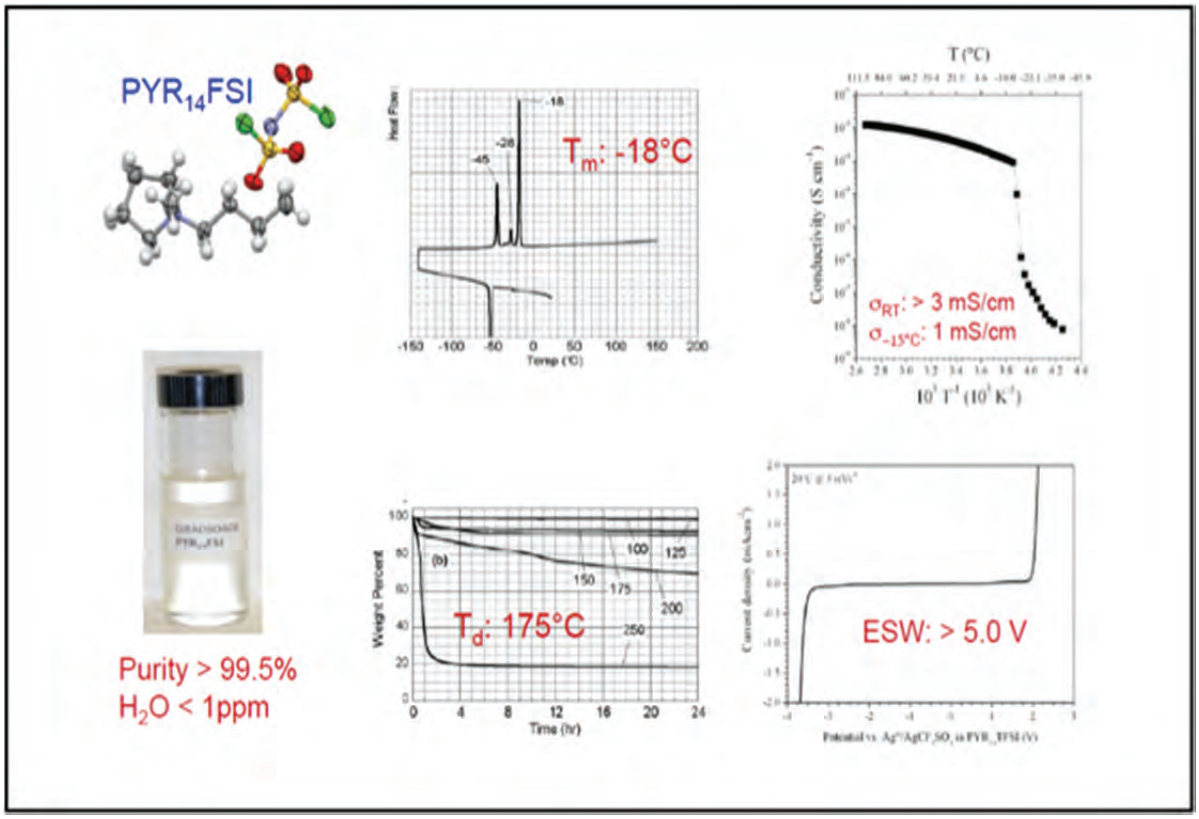


***Fig. 6**: Chemical-physical properties of the ionic liquid $PYR_{14}FSI$*

Between the ILs recently proposed and investigated, the N-butyl-Nmethylpyrrolidinium bis(fluorosulfonyl)imide ($PYR_{14}FSI$) appears as one of the most interesting. As shown on Fig. 6, $PYR_{14}FSI$ displays high conductivity (>4 $mScm^{-1}$ at 20°C) and an electrochemical stability window wider than 5.5V. In addition, because of the presence of the anion FSI− it also displays SEI film forming abilities. For these reasons, this ionic liquid is currently considered as one of the most attractive candidate for lithium ion battery electrolytes [11].

Recent works showed that the performance of lithium titanate (LTO) and lithium iron phosphate (LFP) based electrodes (today considered among the safest electrode material for LIBs) in electrolyte containing a solution of $0.9PYR_{14}FSI$ – 0.1LiTFSI is comparable with that normally observed in conventional organic electrolytes. Using these active materials and ILs-based electrolyte, it is possible to realize high performance and safe LIBs [11].

During the European Project ILLIBATT (2007-2010, contract n° NMP3-CT-2006-033181), which was dedicated to the development of green, safe and high performance IL-based lithium batteries, prototypes of LIBs containing LTO and LFP and $0.9PYR_{14}FSI$ – 0.1LiTFSI electrolytes have been assembled and tested [12].

The prototypes were assembled connecting in parallel from 12 to 14 single bipolar cells. The details relative to the realization of the prototype components (e.g. bipolar cells), the prototypes assembly and testing procedure are reported in [12].

Figure 7 shows the components (single and stack electrodes, electrolytes) used for the realization of the LIB prototypes. These prototypes displayed a nominal capacity of 0.7 Ah and a nominal voltage of 1.9 V.

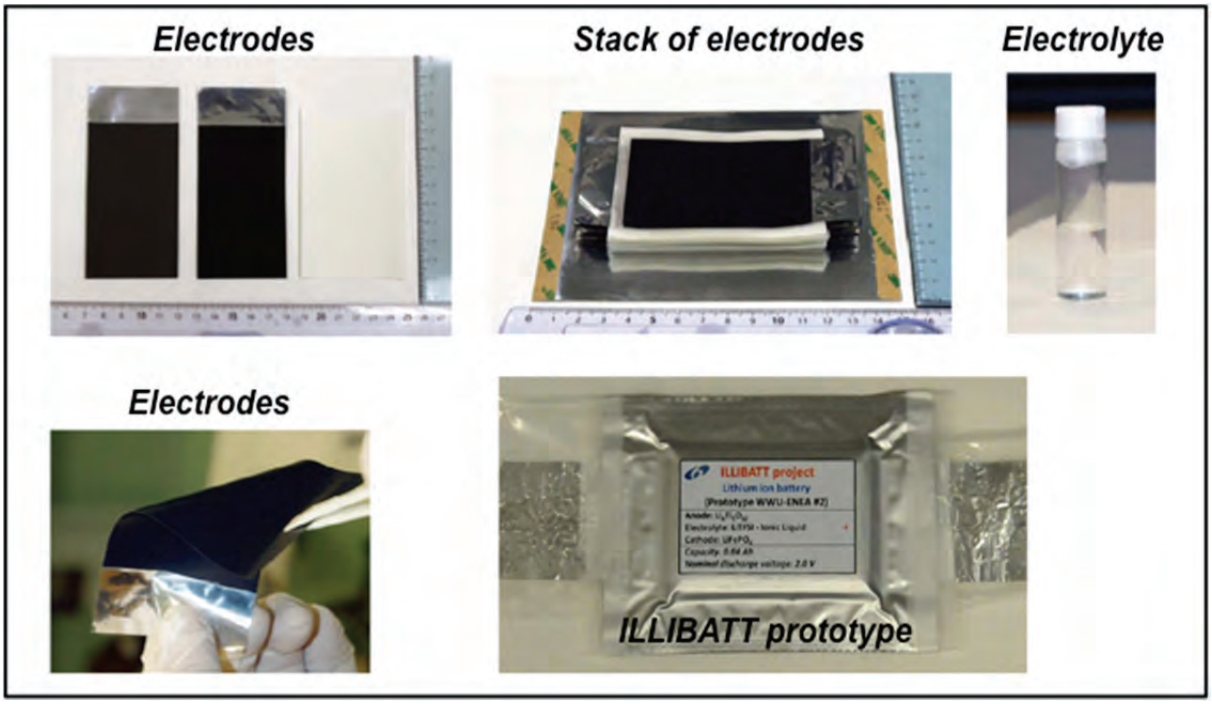


Fig. 7*: Components of the LIB prototype realized during the ILLIBATT project.*

The LIBs prototype realized during the ILLIBATT project was tested under constant current charge-discharge cycling using a cut-off voltage window of 1 – 2.5 V and current rates ranging from 0.05C up to 2C. Such prototype delivered 85% of the theoretical capacity at 0.05C (0.68 Ah), maintaining the same capacity at 0.1C (0.6 Ah). At 0.2C the prototype displayed 44% of the theoretical capacity, while at higher rates the capacity decreased more significantly. Very important, these values of capacity were remarkably constant for almost 1000 cycles carried out at 20°C.

These results indicate that the realization of high performance lithium batteries based on ionic liquid electrolytes is possible. The performance displayed by the LIB prototypes realized during the ILLIBATT project is among the highest ever reported for IL-based batteries. Further improvements are certainly necessary, particularly at high C-rate, but the results of these test indicated that the cell chemistries identified during ILLIBATT project are certainly suitable for the realization of batteries with performance approaching that obtained with conventional organic electrolytes.

In order to evaluate the safety of the developed prototypes, also several safety tests have been carried during the ILLIBATT project. The goal of these tests was to understand the influence of ILs electrolyte on the cell safety. With this purpose, altitude simulation, thermal cycling tests, overcharge, overdischarge and nail penetration were carried out on

single cells containing the same components employed for the realization of the LIB prototypes. The results of these test performed on these single, small scale cells demonstrate and highlight the high tolerance of ionic liquid based lithium battery chemistries under thermal, mechanical and electrical abuse and misuse conditions. These promising safety characteristic should now be validated for real (and large) batteries in which ILs are used as electrolytes or electrolytes components.

Conclusions

Lithium-ion batteries are today considered as the most important electrochemical devices. LIBs are dominating the 4C market and have been indicated as the most promising option for the next generation of HVs and EVs as well as an attracting candidate for the realization of high performance delocalized energy storage units. Clearly, the wide employment of lithium-ion batteries in these applications would have tremendous consequences on the battery-market and it would further strengthen the central role of these systems in the field of energy storage.

However, in order to be effectively introduced into these new applications, the performance of LIBs needs to be improved. The commercial systems nowadays available use electrolytes commonly based on mixtures of organic carbonates (e.g. EC, DEC, EMC). But since these electrolytes are flammable and volatile, their use poses a safety risk. Additionally, the battery operative temperature range is limited because of their high melting point (EC) and low boiling point (DEC; EMC). The limited safety and temperature range of use represent nowadays the main obstacles to the introduction of LIBs in HVs and EVs.

In the last years several strategies have been followed to improve the performance, and particularly the safety, of the electrolyte systems. On the one hand, components such as flame-retardant and overcharge protection have been introduced into the electrolyte systems to reduce their flammability and to improve their safety. On the other hand, new types of solvents have been proposed as replacement for cyclic and acyclic carbonates. Among these new solvents, ILs are presently considered as one of the most promising alternatives to the state-of-the-art.

In the last few years a large number of ILs have been proposed and tested in combination with several anodic and cathodic materials for lithium and lithium-ion batteries. Between the ILs recently proposed and investigated, the $PYR_{14}FSI$ appears as one of the most interesting.

Using solution of $0.9PYR_{14}FSI$ – 0.1LiTFSI as electrolytes enables the realization of LIBs with high performance. As a matter of fact prototypes containing this electrolyte are able to display high capacity, high coulombic efficiency and high cycle life. Moreover, safety tests showed that the introduction of these alternative electrolytes positively contributes to the safety of the batteries. Further improvements are certainly necessary, particularly at high C-rate, but the results of these tests indicated that the use of ILs is suitable for the realization of safer batteries with performance similar to those obtained in conventional organic electrolytes.

References

1. W.A. van Schalkwijk, B. Scrosati, Advanced in Lithium-Ion Batteries, Kluwer Academic/Plenum Publisher, 2002
2. G-A Nazri, G. Pistoia, Lithium Batteries, Kluwer Academic/Plenum Publisher, 2004.
3. M. Winter and R. Brodd, Chem. Rev. 104 (2004) 4245E.
4. Peled, Journal of the Electrochemical Society, 126 (1979) 2047
5. M. Winter, J.O. Besenhard, Electrochim. Acta 45 (1999) 31
6. A. Lex-Balducci et al, Lithium Ion Batteries: Advanced Materials and Technologies**,** CRC Publisher, 2011
7. J.-H. Shin et al., J. Power Sources, 156, 2, (2006), 560
8. M. Ishikawa et al., J. Power Sources, 162, 1, (2006), 658.
9. M. Holzapfel et al, C. Jost, P. Novák, Chem. Comm., (2004), 2098.
10. S.F. Lux et al., J. Power Sources, 192, (2010), 606.
11. G.T. Kiet al., J. Power Sources 196 (2011) 2187.
12. A. Balducci et al., J. Power Sources 196 (2011) 9719.

Dr. Andrea Balducci
Institut für Physikalische Chemie
Fachbereich 12
Corrensstr. 28/30
D-48149 Münster

Das Energiekonzept der Bundesregierung und andere Optionen für die Energiezukunft Deutschlands[1]

Manfred Popp

Im September 2010 hat die Bundesregierung ein Energiekonzept[2] vorgelegt. Allein das ist bemerkenswert, hatten doch seit den achtziger Jahren des letzten Jahrhunderts, also seit über 20 Jahren, die Vorgängerregierungen die nach der ersten Energiekrise 1973 begründete Tradition mehrjähriger Energieprogramme nicht mehr fortgesetzt, da sie in der hoch-kontroversen Energiepolitik mit keinem Energiekonzept breite Akzeptanz erwarten konnten. Die Reaktion auf das Energiekonzept von 2010 belegt, dass diese Sorgen begründet waren. Sucht man dem Grund, warum trotzdem ein Energiekonzept vorgelegt wurde, so drängt sich der Gedanke auf, dass es darum geht, die beschlossene Verlängerung des Betriebs der Kernkraftwerke in einem größeren Zusammenhang zu begründen und mit einer betont „grünen" Energiepolitik schmackhaft zu machen. Dazu hatte sie bei drei wirtschaftswissenschaftlichen Instituten ein Gutachten[3] in Auftrag gegeben, das im August 2010 veröffentlicht wurde. Die Wissenschaftler sollten darin allerdings keine Prognose abgeben, sie sollten vielmehr ermitteln, welche Konsequenzen ein von der Regierung genau vorgegebenes Szenario auf die wirtschaftliche Entwicklung in Deutschland hätte.

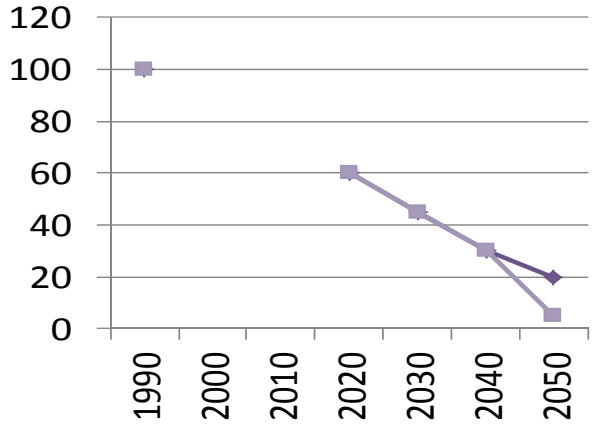


***Abbildung 1**: Ziele der Bundesregierung für die Reduktion der Treibhausgase bezogen auf 1990*

[1] Diese schriftliche Fassung des Vortrags auf der Jahrestagung der Deutschen Physikalischen Gesellschaft am 14. März 2011 wurde mit aktuellen Ergänzungen (Stand November 2011) versehen.

[2] Energiekonzept für eine umweltschonende, bezahlbare und sichere Energieversorgung, 28. 09. 2010, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Bundesministerium für Umwelt, Berlin

[3] EWI, GWS, Prognos: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, 27. August 2010

Die Szenarien-Rechnungen der Gutachter

Grundannahme des Regierungskonzeptes ist die Einhaltung der CO_2-Reduktionsziele, die nach den Berichten der IPCC[4] bei weltweiter Beachtung die Erderwärmung auf 2 ^{0}C begrenzen würden, also die Reduktion des CO_2-Ausstoßes bezogen auf 1991 um 40 % bis 2020, um 70 % bis 2040 und um mindestens 80%, besser möglichst nahe an 100% um 2050.

Die Gutachter erklärten es für möglich, dieses Ziel ohne starke Nachteile für die deutsche Volkswirtschaft zu erreichen, allerdings unter einer Reihe harter Bedingungen:

- Ein verbindliches Internationales Klimaschutzabkommen sei unabdingbar, damit Deutschland durch seine Energiepolitik nicht gravierende Wettbewerbsnachteile auf dem Weltmarkt hinnehmen müsse, die zu geringerem Wirtschaftswachstum und wieder anwachsender Arbeitslosigkeit führen würden.
- Eine klar ausgerichtete Politik und ein breiter gesellschaftlicher Konsens seien erforderlich, denn einige Gruppen könnten von den notwendigen Maßnahmen fühlbar betroffen sein.
- Ohne technische Innovationen sei das Konzept nicht realisierbar.

Wie schwer das Ziel einer bis 2050 weitgehend klimaneutralen Energieversorgung Deutschlands zu erreichen ist, verraten indirekt die Annahmen für die Szenarien-Rechnungen, mit denen das Problem, Deutschland überwiegend mit Erneuerbaren Energien zu versorgen, zunächst erst einmal durch die Halbierung der Bedarfszahlen erleichtert werden soll. So erwarten die Autoren eine Senkung des Primärenergiebedarfs um 50 % und des Endenergiebedarfs bis 2050 um 43 %.

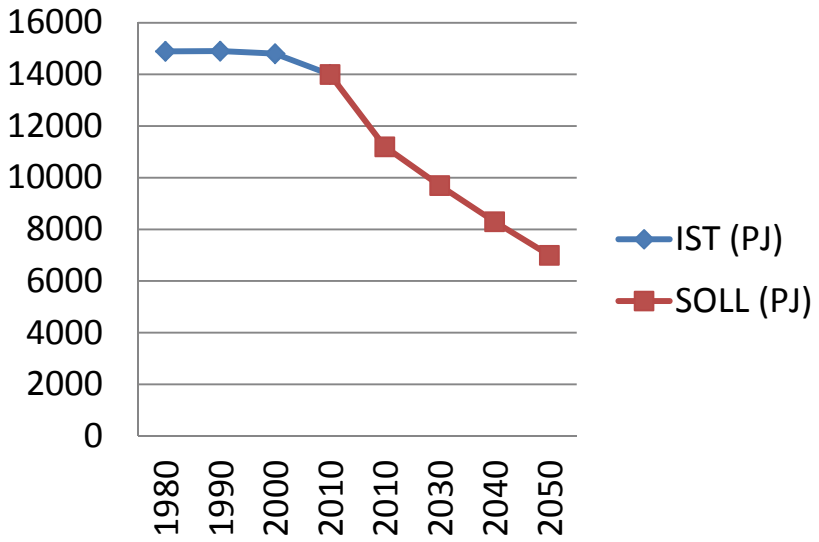


***Abbildung 2**: Entwicklung des Primärenergiebedarfs bis 2050*

[4] Climate Change 2007, Intergovernmental Panel on Climate Change

Zu diesem ehrgeizigen Ziel führt vor allem die praktische Eliminierung des Raumwärmebedarfs, der durch ein umfassenden Sanierungsprogramm bei den rund 20 Millionen bestehenden Gebäuden um (!) 80 % reduziert werden soll, und zwar durch zwingende gesetzliche Vorgaben.

Beim Strombedarf erwarten die Autoren eine Reduktion um 25 – 28 %. Warum das eintreten soll, bleibt allerdings rätselhaft. Immerhin steigt der Strombedarf in Deutschland seit 1900 kontinuierlich an; nur zweimal ist er für einige Jahre rückläufig gewesen: in der letzten Jahren des 2. Weltkrieges und in den ersten Jahren nach der Wiedervereinigung.

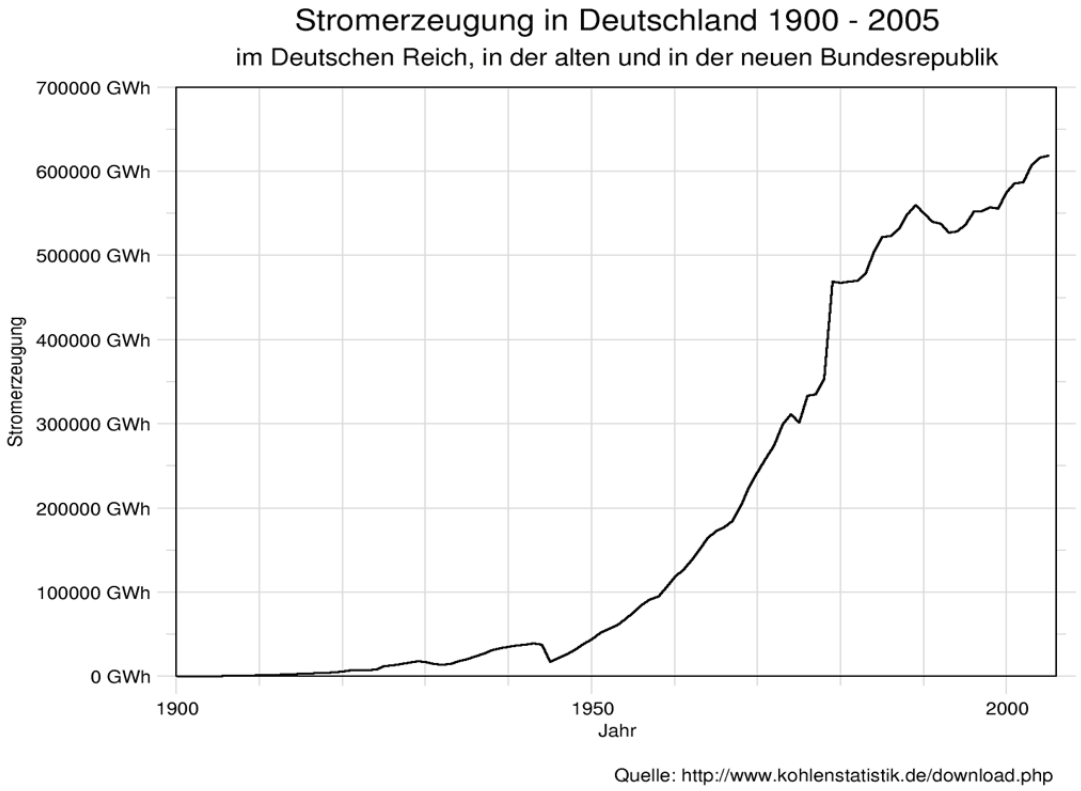


***Abbildung 3**: Entwicklung des Strombedarfs in Deutschland seit 1900*

Da ähnlich tiefgreifende Ereignisse nicht in Sicht sind, ist die Prognose gewagt, zumal der Verdrängungseffekt zugunsten der elektrischen Energie anhalten dürfte, der für das Wachstum des Strombedarfs trotz seit langem stabilen Gesamtenergiebedarfs verantwortlich ist. Mit dem Thema Elektromobilität wird in Deutschland ja gerade ein weiteres Feld für diesen Verdrängungswettbewerb eröffnet. Um auch das Problem der Strombedarfsdeckung durch Halbierung der Zahlen zu erleichtern, erwarten die Autoren zudem noch, dass 22% – 31% durch Importe gedeckt werden, natürlich erst nach entsprechendem Ausbau der Netze. Ob es überhaupt realistisch ist, dass derartig große Erzeugungskapazitäten in unseren Nachbarländern für uns errichtet und betrieben werden, bleibt ebenso unreflektiert wie die Frage, ob eine solche Importabhängigkeit für ein großes Industrieland wie Deutschland überhaupt hinnehmbar ist, denn anders als bei Öl und Gas können wir für Strom keine strategische Reserve anlegen. Auch im Binnenmerkt der EU

muss man bei Engpässen der Stromversorgung, wie sie z.B. in Frankreich bei Niedrigwasser in den Flüssen durch Leistungsreduktion der Kernkraftwerke gelegentlich auftreten, mit einem Ausfall dieser Importe rechnen.

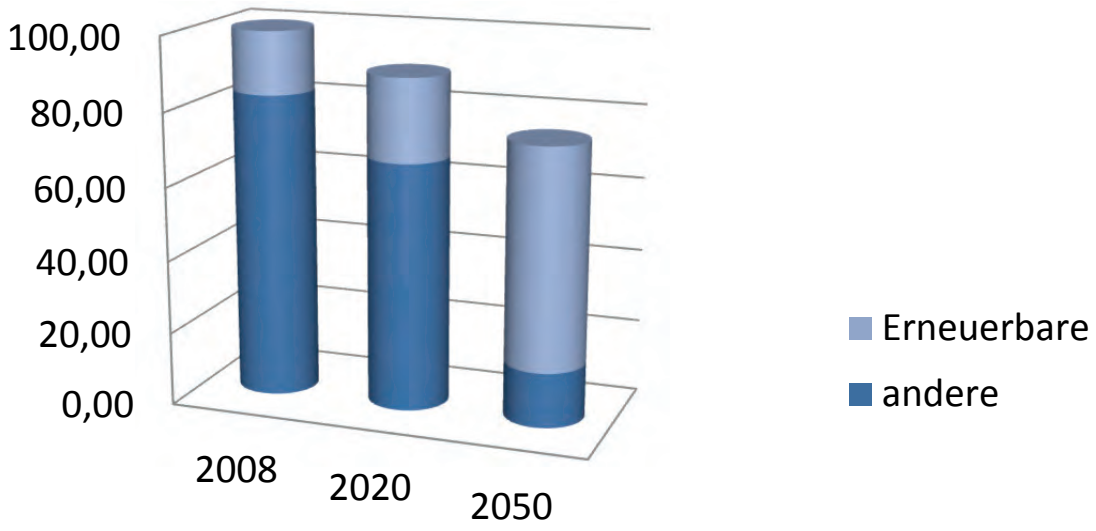


***Abbildung 4**: Entwicklung des Strombedarfs bis 2050 und Anteil der Erneuerbaren Energien*

Aber selbst mit diesen einigermaßen überraschenden Annahmen bleibt es immer noch ein kaum lösbares Problem, Deutschland bis 2050 mit überwiegend aus Erneuerbaren Energien gewonnenem Strom zu versorgen, dem die Autoren mit einer langen Liste von Forderungen zu Leibe rücken. Darunter findet sich auch die Bedingung, dass ab 2025 die CCS-Technologie marktreif und akzeptiert sei, dass also CO_2 aus Kohlefeuerungen zurückgehalten, zu einem zentralen Lager gepumpt und im tiefen Untergrund in salinen Aquiferen unter hohem Druck für lange Zeiten (mindestens 1000 Jahre) gelagert wird. Angesichts der zahlreichen extrem ehrgeizigen Forderungen und Maßnahmen kann man am Schluss über die salvatorische Klausel nur schmunzeln: „Sollte eine der zahlreichen Voraussetzungen nicht erfüllt werden, so müssen die anderen umso intensiver verfolgt werden“.

Unter diesen Prämissen ergaben sich dann für die Laufzeitverlängerung klare wirtschaftliche Vorteile, deren Bezifferung durch die Gutachter als Grundlage für die Brennelemente-Steuer und eine Umlage zur Förderung der Erneuerbaren Energien herangezogen wurde, mit denen die Regierung die Laufzeitverlängerung den betroffenen Unternehmen vergällte.

Das im September vorgelegte Energiekonzept der Bundesregierung folgt den Szenarien-Rechnungen der Gutachter, freilich ohne eine einzige ihrer zentralen Forderungen zu erfüllen.

Die neue Energiepolitik

In dem 4 Wochen nach dem Gutachten vorgelegten Energiekonzept verschreibt sich die Bundesregierung dem Ziel, bis 2050 eine praktisch klimaneutrale Energieversorgung Deutschlands zu verwirklichen. Das ist ein krasser Bruch mit den bisherigen Prinzipien der deutschen Energiepolitik, die immer von drei gleichberechtigten Zielen bestimmt war: Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit. Nun erhält der Klimaschutz eindeutig Priorität über Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit. Hätte vor einigen Jahren die Rot-Grüne Bundesregierung ein solches Programm vorgelegt, so wäre ihr Realitätsferne und die Gefährdung des Industriestandortes Deutschland vorgeworfen worden. Jetzt aber wurde diese Wendung überhaupt nicht wahrgenommen, zu sehr war der Tunnelblick der Politiker und Journalisten auf die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke fokussiert. Sollte es die Absicht der Regierung gewesen sein, durch ein extrem „grünes“ Energieprogramm mehr Akzeptanz für die Laufzeitverlängerung zu gewinnen, so wäre dies glorreich misslungen.

Was folgt nun aus dieser Festlegung auf eine klimaneutrale Energieversorgung Deutschlands bis 2050? Nicht allzu viel Konkretes, denn man muss zunächst feststellen, dass solche extrem langfristigen Festlegungen in Demokratien schwer durchzuhalten sind; immerhin finden in Deutschland bis 2050 noch 10 Bundestagswahlen statt, und damit gibt es noch viele Möglichkeiten, andere Entwicklungen einzuleiten. Andererseits muss man berücksichtigen, dass die Zeitkonstanten im Energiesektor lang sind. Kraftwerke und ihre Infrastruktur sind meist über 50 Jahre und mehr in Betrieb; was heute gebaut oder unterlassen wird, wirkt deshalb tatsächlich noch über 2050 hinaus.

Aber was kann eine Regierung heute noch national regeln? Die in Europa weit verbreitete Praxis, Energiepolitik national zu betreiben, ist eigentlich ein Anachronismus. Der Energiemarkt ist ein europäischer Binnenmarkt. Mitte der 90er Jahre wurde der Strommarkt in Europa liberalisiert, und nirgendwo wurde dies so rasch umgesetzt wie in Deutschland. Aber die Politik tut noch immer so, als sei dies nicht passiert. Heute sind die Stromversorger keine Regionalmonopolisten mit klaren Rechten und Pflichten mehr sondern international agierende Unternehmen, die ihr Kapital dort investieren, wo es die höchste Rendite verspricht, und das ist nicht immer Deutschland. Versorgungssicherheit ist nicht mehr Pflicht, wird aber auch nicht vergütet. National regelbar sind noch die Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke. Die Förderung der Erneuerbaren Energien ist möglich, unterliegt aber dem Europäischen Wettbewerbsrecht. Darüber hinaus hat eine nationale Regierung keinen Einfluss auf die Wahl der Energieträger durch Unternehmen und Privatleute. Für die Genehmigung konventioneller Kraftwerke besteht ein Rechtsanspruch, sofern der Investor die in Verordnungen festgelegten Voraussetzungen erfüllt. Ob ein Unternehmen ein Kohle- oder ein Gas-Kraftwerk baut, ist von der Bundesregierung nicht beeinflussbar. Die stärkste Waffe zur Durchsetzung der neuen Energie-Politik ist deshalb das EEG, ein Gesetz, das so gar nicht zu den marktwirtschaftlichen Prinzipien der deutschen Wirtschaftspolitik passt. Denn es fördert nicht abstrakte Ziele sondern konkrete Technologien, vor allem Wind- und Sonnenenergie. Ein marktwirtschaftliches Instrument wäre die Verteuerung des CO_2, wie es mit dem Zertifikate-Handel begonnen hat. Aber das hätte beim heutigen Preisniveau lange nicht so viel bewegt, die so beliebte Photovoltaik nicht hinreichend unterstützt, weil sie zu weit weg von der Wirtschaftlichkeit liegt, und zu allem Überfluss auch die Kernkraft begünstigt. Das

EEG mobilisiert inzwischen Subventionen von 5 bis 7 Mrd. € pro Jahr. Da dem Investor die Subvention über 20 Jahre garantiert wird, haben wir jetzt schon Verpflichtungen von insgesamt 120 Milliarden Euro. Außerdem gewährt das EEG den Erneuerbaren Energien Vorrang bei der Einspeisung, was für die Folgen auf das Energiesystem vielleicht noch gravierender ist.

Die Eckpunkte des Energiekonzepts

Die Bundesregierung übernimmt ihre zahlenmäßigen Vorgaben für die Gutachter in ihr Energiekonzept. Eine zentrale Position ist jedoch bereits innerhalb der seither verstrichenen 4 Wochen stark relativiert worden. Es hatte sich nämlich herausgestellt, dass eine gesetzliche Lösung zur nachträglichen Umrüstung des bestehenden Gebäudeparks zu Niedrigenergie-Standards verfassungsrechtliche Probleme aufwirft. Erzwungene Sanierungskosten von mehreren hundert bis zu 1000 Euro pro m^2 bei mittleren heutigen Heizkosten von ca. 1 Euro pro m^2 und Monat würden Amortisierungszeiträume von mehreren Jahrzehnten bedeuten und damit einen enteignungsgleichen Eingriff darstellen. So bleibt es bei der Förderung freiwilliger Maßnahmen, deren Rate allerdings von 1% auf 2 % pro Jahr erhöht werden soll. So ergibt sich über 40 Jahre zwar wieder die magische Zahl 80 %, aber sie bezeichnet jetzt die Zahl der sanierten Häuser, was keineswegs gleichbedeutend mit einer Absenkung des Bedarfs um nämliche 80 % ist. Aber wer guckt schon so genau hin? Hiermit steht und fällt aber die Annahme der Reduktion des Endenergieverbrauchs, denn der Raumwärmebedarf hat daran einen Anteil von 30 %. Den wichtigsten Energieträger für diesen Sektor, das Erdgas, hält die Bundesregierung kaum für erwähnungsbedürftig. Dabei wird es in der Zukunft für den verbleibenden Wärmebedarf und für rasch regelbare Ersatzkraftwerke weiter seine Bedeutung behalten. Und angesichts einer wachsenden Abhängigkeit von Importen aus Russland einerseits und neuen Fördermethoden andererseits, die die USA in wenigen Jahren vom Importeur zum Exporteuer werden ließen, gibt es hier auch energiepolitischen Handlungsbedarf. Aber die mögliche Förderung von „unkonventionellem“ Erdgas auch in Deutschland wird wegen vermuteter Akzeptanzprobleme bereits, bevor sie richtig beginnt, wie ein heiße Kartoffel behandelt.

Wichtigstes Thema des Energiekonzeptes ist der Ausbau der Erneuerbaren Energien, deren Anteil am Primärenergieaufkommen bis 2050 auf 60 % steigen soll. Bei Strom soll der Anteil von den 2010 fast erreichten 20 % pro Dekade um 15 Prozentpunkte steigen, um damit 2050 80 % zu erreichen. Das ist dramatischer als es klingt. Denn die 2010 fast erreichten 20 % enthalten ja etwa zur Hälfte die klassische Wasserkraft, die nur noch sehr begrenzt ausbaufähig ist, sowie die auch früher schon genutzte Biomasse. Der Anteil der „neuen“ Erneuerbaren Energien muss also in den nächsten 10 Jahren auf mehr als das Zweifache des Wertes von 2010 steigen.

Als wichtigste Aufgabe nennt die Bundesregierung dabei die Steigerung der ökonomischen Effizienz der Erneuerbaren Energien. Interessanterweise wird nur in diesem Zusammenhang die Photovoltaik erwähnt, die nur 9 % des EEG-Stromes (also knapp 2 % des Gesamtstromes) erbringe, aber 40 % der EEG-Kosten verursache. Die Förderhöhe soll deshalb um 9 – 12 % pro Jahr reduziert werden. Auch von der solarthermischen Stromversorgung ist kaum noch die Rede. Ein Jahr zuvor hatte die Idee Furore gemacht, ganz Mitteleuropa aus solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika mit Strom zu versorgen. Jetzt

reichte es nur noch zu einer lapidaren Erwähnung im Kapitel über internationale Zusammenarbeit. Die Hoffnungen richten sich in erster Linie auf die Windenergie. Off-shore sollen bis 2030 Anlagen mit insgesamt 25 GW errichtet werden, die die dann auslaufenden Kernkraftwerke ersetzen sollen. Die ersten 10 Windparks werden zur Absicherung der technisch bedingten Risiken mit einem Kreditvolumen von 5 Milliarden Euro gefördert. On-shore soll die Kapazität bis 2020 durch das „Repowering"-Programm, also den Austausch bestehender Anlagen durch wesentlich leistungsstärkere, verdoppelt werden. Die zweite Säule ist die Biomasse, die für die Anwendungsfelder Kraftstoffe, Wärme und Strom ausgebaut werden soll, überwiegend auf Grund von Importen. Hier ist viel von Nachhaltigkeit und Nutzungskonkurrenz die Rede, aber ob die hier von der EU beschlossenen Grundsätze ausreichen, eine noch größere Ausweitung des Hungers auf der Welt durch die entstehende Nutzungskonkurrenz zu verhindern, ist ein besorgniserregender Gedanke. Aber es ist evident, warum die Biomasse trotz dieser Probleme so wichtig für das Konzept ist: Sie ist die einzige speicherbare Erneuerbare Energie.

Kohlekraftwerke sollen auch künftig zum Energiemix beitragen, allerdings sollen sie ab 2025 mit CCS-Technologie ausgerüstet sein. Ein neues Lieblingsprojekt der Regierung ist die Elektromobilität. Bis 2020 wünscht sie sich 1 Million, bis 2030 sogar 6 Millionen Elektro-PKW auf unseren Straßen, um auch den Verkehrssektor etwas weniger Klima-schädlich zu machen.

Schließlich gilt ein langes Kapitel dem Ausbau des Stromnetzes, auf das völlig neuartige Anforderungen zukommen. Bisher wurde Strom in großer zeitlicher und räumlicher Nähe zum Bedarf erzeugt. Mit wachsenden Anteilen der neuen Erneuerbaren Energien entstehen müssen nun große Leistungen über große Entfernungen transportiert werden, wenn etwa die zu 2/3 im Süden stehenden Kernkraftwerke durch Offshore Windanlagen ersetzt werden sollen, und große Leistungsreserven gespeichert werden, da die Angebote von Sonne und vor allem Wind keine Rücksicht auf die zeitlichen Strukturen des Strombedarfs nehmen. Für die nicht selten mehrtägige, gelegentlich selbst im Winter sogar mehrwöchige großräumige Windflauten ist eine Überbrückung durch Energiespeicherung illusorisch, wenn uns Norwegen und Schweden dafür nicht ihre Gebirge zur Verfügung stellen.. Deshalb muss ein angemessener fossil befeuerter Kraftwerkspark in Reserve verfügbar bleiben. Außerdem muss das Netz auch in der Lage sein, die „erheblichen" Stromimporte, von denen die Bundesregierung spricht, ohne die Zahlen aus dem Gutachten zu erwähnen, weiterzuleiten.

Energie-Effizienz und Ausbau der Erneuerbaren Energien sind im Konzept gleichrangige Ziele, aber nirgendwo steht, dass sie in Konkurrenz stehen. Denn das neue System der Stromversorgung wird wesentlich weniger effizient sein als da alte. Solaranlagen sind im Jahresmittel mit 9 %, Windenergieanlagen mit 13% ihrer Nennleistung am Netz, der von ihnen erzeugte Strom muss zur Anpassung an den Bedarf gespeichert werden, wobei im günstigsten Fall, bei Pumpspeicherwerken, „nur" 20 % verloren gehen, bei der Erzeugung von Wasserstoff aber rund 70 %. Für den Rest- und Regelbedarf müssen konventionelle Kraftwerke bereitstehen, deren Amortisierung kaum vorhersehbar ist und die meist nicht im Optimum ihrer Auslegungswerte arbeiten, so dass die dadurch auftretenden Wirkungsgradverluste die Vorteile der Erneuerbaren Energien schmälern.

Irgendwann gelangt man schließlich auch zu dem Kapitel über die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke, das einzige, das die Vertreter der Politik und der Medien gelesen zu haben scheinen. Die Kernkraftwerke sollen im Schnitt 12 Jahre länger laufen und damit den Strompreis trotz Ausbaus der Erneuerbaren Energien moderat halten. Die ökonomischen Vorteile für die Kernkraftwerksbetreiber sollen durch eine Brennelementesteuer und Abgaben in einen Fonds zur Förderung der Erneuerbaren Energien weitgehend abgeschöpft werden. Anders als meist berichtet, wird der Ausstieg aus der Kernenergie aus dem Jahr 2000 nicht rückgängig gemacht, denn das Neubauverbot im Atomgesetz wird mit keinem Wort in Frage gestellt. Allenfalls könnte man in dem merkwürdig hohen Strom-Import, der sehr weit über das bisherige Niveau des Stromhandels in Europa hinausreicht, eine verkappte Aufforderung an die deutsche Stromwirtschaft sehen, durch Beteiligung an Kernkraftwerken in unseren Nachbarländern auch in fernerer Zukunft einen dann immer noch einigermaßen kostengünstigen Beitrag der Kernenergie zu unserer Versorgung sicherzustellen.

Welche anderen Optionen gibt es für unsere Energie-Zukunft?

Die Schlüsselfrage für andere Optionen ist die Rolle des Klimaschutzes. Sind über den physikalisch offensichtlich vorhandenen Trend hinaus die quantitativen Ergebnisse der Modellrechnungen des IPCC, die ja erst durch vielfache Rückkoppelungsprozesse einen starken Temperaturanstieg als Folge der Zunahme der Treibhausgase ergeben, wirklich so belastbar, dass sie derartig weitreichende und die Volkswirtschaft gefährlich belastende Eingriffe in die Energieversorgung verantwortbar machen? Macht es Sinn, wenn Deutschland, zwar eine der größten Volkswirtschaften der Erde, aber nur zu 3 % Mitverursacher der Treibhausgase, allein derartige große Anstrengungen unternimmt? Mit den einseitigen, ehrgeizigen Klimaschutzzielen des Energiekonzeptes gefährden wir unsere Konkurrenzfähigkeit auf den Weltmärkten ohne dass das Klima fühlbar entlastet würde. Die wichtigste Alternative zur Energiepolitik der Bundesregierung ist deshalb die Einhaltung der zentralen Bedingung ihrer Gutachter: Diese Energiepolitik ist nur dann volkswirtschaftlich verantwortbar, wenn unsere Konkurrenten auf den Weltmärkten vergleichbare Anstrengungen für den Klimaschutz übernehmen. Und das ist nicht der Fall.

Nachtrag

Dass es noch weitere Optionen für die Energiepolitik gibt, hat die Bundesregierung im Juni 2011 mit der überraschenden „Energiewende“ deutlich gemacht. Unter dem Eindruck der in Deutschland extrem starken öffentlichen Reaktion auf das Reaktorunglück von Fukushima hat sie nicht nur die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke zurückgenommen, sondern die älteren Kernkraftwerke nach einem Moratorium vom März dauerhaft abschalten lassen. Wie in allen anderen Ländern auch, war das Sicherheitsniveau der Kernkraftwerke auch im Hinblick auf mögliche Verkettungen unglücklicher Umstände noch einmal sorgfältig untersucht worden. Dabei hatte die unabhängige Reaktorsicherheitskommission (RSK) weder einen akuten Handlungsbedarf noch einen systematischen Unterschied zwischen älteren und neueren Anlagen festgestellt. In allen anderen Ländern kam es zu ähnlichen Prüfungen und Ergebnissen, worauf alle Anlagen in Betrieb blieben. Zudem widersprach die RSK indirekt der Aussage der Bundeskanzlerin,

das bisher nur als theoretische Größe empfundene Restrisiko sei in Japan Realität geworden, mit der Feststellung, dass es sich in Fukushima um einen Auslegungsfehler handelt, da keine ausreichende Vorsorge gegen mehr als 10 Meter hohe Tsunamis getroffen worden war, obwohl dies bei einer Häufigkeit von mehr als einmal in 1000 Jahren an diesem Standort nach internationalen Standards erforderlich gewesen wäre. Eine eigens gebildete Ethik-Kommission lieferte dann die Begründung: Da der Ausstieg aus einer so Risiko-behafteten Technologie jetzt möglich sei, sei er auch ethisch geboten. Aber, wie schon vorher gesagt, eine Grundsatzentscheidung war auch dies nicht, der Ausstieg war ja nicht aufgehoben, und die ethischen Fragen wurden nur wegen einiger Jahre längerem oder kürzerem Betrieb bemüht.

Erneut war dann zu beobachten, dass die Bundesregierung an ihrer Politik auch bei Wegfall der Voraussetzungen festhält. So wurde die Brennelementesteuer, die ja mit den Gewinnen durch die Laufzeitverlängerung begründet worden war, keineswegs zurückgenommen; ob sie rechtens ist, müssen nun Gerichte entscheiden. War eben noch die Laufzeitverlängerung, gestützt auf das umfängliche Gutachten, für eine ökonomische Bewältigung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien unverzichtbar, so geht es jetzt plötzlich auch ohne sie problemfrei.

Im Schatten der erneut Alles überlagernden Kernenergie-Debatte ist inzwischen ein weiterer Eckstein des Energiekonzepts abhanden gekommen: Die CCS-Technologie wurde inzwischen ohne größere Anteilnahme der Bevölkerung beerdigt. Das Gesetz, dass für die Förderung der Demonstrationsanlage im brandenburgischen Ketzin durch die EU erforderlich war, wurde aus Sorge vor „Gorleben“- oder „Stuttgart-21“-ähnlichen Protesten in den Standort-Regionen, wo man trotz der Wortwahl „Langzeitlagerung“ natürlich gemerkt hatte, dass es um eine nicht ganz risikofreie Entsorgung geht, so verwässert, dass es nun kaum noch eine Grundlage für Investitionen der Energiewirtschaft bildet.

So ist von dem Energiekonzept der Bundesregierung bereits nach neun Monaten nur noch ein Torso übrig geblieben, und wir gehen wohl wieder weiteren Jahren ohne geschlossen formulierte Energiepolitik entgegen. Zwar hat die Bundesregierung am 3. August 2011 das 6. Energieforschungsprogramm verabschiedet, doch stellt man verwundert fest, dass es noch keine Reaktion auf die „Energiewende“ darstellt sondern auf dem Energiekonzept vom September 2010 fußt, als sei nichts geschehen.[5] Dementsprechend stellt das Programm auch keinen neuen Aufbruch zur Bewältigung der „Energiewende“ dar, sondern eine brave Fortschreibung der laufenden Aktivitäten. Das Programm sieht Aufwendungen von 600 bis 700 Millionen Euro pro Jahr vor, das ist nominell knapp die Hälfte der Mittel, die die Bundesregierung Anfang der 80er-Jahre des letzten Jahrhunderts als Antwort auf die beiden vorherigen Energiekrisen bereitstellte. Die „Energiewende“ ist aber mindestens eine ebenso große Herausforderung. Außerdem sollte man erwarten, dass die Regierung mehr neue Optionen für die Energieversorgung der Zukunft durch Forschung fördert als sie durch politische Entscheidungen zerstört. Die Aufwendungen sollen verstärkt werden durch Mittel aus dem Energie- und Klimafonds und dadurch nahezu 1 Milliarde Euro pro Jahr erreichen. Allerdings fallen nun die Zahlungen der Kernkraftwerk-Betreiber in diesen Fonds seit dem beschleunigten Ausstieg aus. Die Einnahmelücke soll jetzt

[5] Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Das 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Berlin, 3. August 2011

dadurch ausgeglichen werden, dass ab 2012 alle Einnahmen des Bundes aus der Versteigerung der Emissionszertifikate unmittelbar in den Fonds fließen. Bloß sind nun aber auch diese Einnahmen als Folge der Finanzkrise rückläufig. Die Ausgaben des Bundes verteilen sich in etwa zu gleichen Teilen auf die drei Schwerpunkte des Programms: Energieeffizienz, Erneuerbare Energien und Nukleare Sicherheit und Fusion. Die Gliederung des Programms ist nicht systematisch sondern folgt der Zuständigkeitsverteilung auf vier Bundesressorts. Das gibt zu mancher Kritik Anlass – aber das wäre ein Thema für einen anderen Vortrag.

Resumée

Zwei Lehren kann man aus der kurzen bisherigen Geschichte des Energiekonzeptes der Bundesregierung ziehen:

1. Die Halbwertszeiten der Politik liegen eine Größenordnung unter denen der Anlagen der Energietechnik. Das passt nicht zusammen.
2. Entwicklungen über 40 Jahre in die Zukunft, bis 2050, lassen sich politisch nicht festlegen, aber Optionen dafür kann man in einer Legislaturperiode durchaus bleibend zerstören.

Danksagung: Ich danke dem Karlsruher Institut für Technologie (KIT) und seinem Präsidenten Prof. Dr. Eberhard Umbach für die Unterstützung meiner Teilnahme an der DPG-Tagung. Durch den Zusammenschluss von Forschungszentrum und Universität Karlsruhe zum KIT ist hier eine der größten Energieforschungseinrichtungen Europas entstanden, die in dieser Funktion konsequent ausgebaut wird.

Prof. Dr. Manfred Popp
Weberstr. 5
D- 76133 Karlsruhe

Vergleichende Bewertung von Stromerzeugungssystemen

Rainer Friedrich, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart

1. Einleitung

Die Bundesregierung hat – schon vor dem Reaktorunfall in Fukushima – beschlossen, aus der Kernenergienutzung auszusteigen, nach dem Fukushima-Unfall wurde die Zeitspanne für den Ausstiegs deutlich verkürzt Außerdem strebt die Bundesregierung ambitionierte Klimaschutzziele an. Diese beiden Ziele erfordern einen Umbau des Stromerzeugungssystems in Deutschland. Es stellt sich daher die Frage, welche Stromerzeugungstechniken denn in einem zukünftigen Stromerzeugungssystem eingesetzt werden sollen bzw. so gefördert werden sollen, dass sie in ausreichendem Maße eingesetzt werden können.

Bei solchen Entscheidungen sind aus Sicht der Gesellschaft nicht nur die Stromerzeugungskosten, sondern auch externe Effekte, insbesondere Umweltbelastungen, mit zu berücksichtigen. Vor allem drei Ziele sind entscheidend:

- niedrige Treibhausgasemissionen pro kWh; dies gilt natürlich für den gesamten Lebenszyklus der Stromerzeugungstechnik.
- möglichst geringe Gesundheitsrisiken, Umweltschäden und Materialschäden durch Umwelteinwirkungen (Schadstoffemissionen), auch dies über den gesamten Lebenszyklus betrachtet und Normalbetrieb und Unfälle umfassend;
- möglichst geringe Strombereitstellungskosten; dabei ist zu berücksichtigen, dass der Strom dann bereitgestellt werden soll, wenn er auch nachgefragt wird; ggf. sind also Kosten für Reservekraftwerke und Speicher mit zu berücksichtigen.

Das letztere Kriterium ist wichtig, weil höhere Stromkosten die Produktionskosten erhöhen und damit die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie schwächen. Zudem haben private Haushalte, die mehr für Strom ausgeben müssen, weniger Geld für den Erwerb anderer Waren und Dienstleistungen übrig, was die Binnennachfrage verringert und ggf. zu einem Rückgang von Arbeitsplätzen führt. Ein negativer sozialer Effekt ist, dass Haushalte mit geringem Einkommen von Strompreiserhöhungen besonders betroffen sind.

Ein weiterer Aspekt, der die Versorgungssicherheit betrifft, ist, dass die Wahrscheinlichkeit, dass eine Technik dann Strom erzeugt, wenn Strom benötigt wird, je nach Technik unterschiedlich hoch ist. Wenn kein Wind weht oder die Sonne nicht scheint, können die entsprechenden Anlagen auch keinen Strom liefern. Dieser Aspekt muss natürlich berücksichtigt werden, und er wird hier dadurch berücksichtigt, dass die Kosten für die Bereitstellung von Ersatzkapazität oder Speicherung den Stromerzeugungskosten zugeschlagen werden.

Im Folgenden wird überdies angenommen, dass die Knappheit endlicher Ressourcen (fossile Energieträger, Eisen, Silizium, Germanium, usw.) entsprechend der Hotelling-Regel (Hotelling, 1931) in den Ressourcenpreisen und damit in den Stromerzeugungskosten bereits enthalten ist. Nach Hotelling enthalten die Preise knapper Ressourcen eine exponentiell ansteigende Faktorrente, also einen Knappheitszuschlag; der Verzehr nicht erneuerbarer Ressourcen muss daher als Kriterium nicht extra berücksichtigt werden muss, weil er im Kriterium ‚geringe Stromerzeugungskosten' bereits enthalten ist. .

Oft wird auch die Schaffung von Arbeitsplätzen als Kriterium genannt. In der Tat erfordert eine Technik mit hohen Erzeugungskosten einen hohen Arbeitsaufwand. Oft nicht erwähnt, aber dennoch zu berücksichtigen ist dabei jedoch der Budgeteffekt. Höherer Arbeitsaufwand und damit auch höhere Kosten führen zu höheren Strompreisen (und auch höheren Preisen stromintensiv produzierter Güter), das Budget der Stromkunden, das für andere Waren und Dienstleistungen als Strom und stromintensiv hergestellte Güter ausgegeben werden kann, wird daher reduziert, daraus resultiert ein Rückgang der Arbeitsplätze in allen Sektoren. Dieser Budgeteffekt liegt in der gleichen Größenordnung wie der direkte Zugewinn an Arbeitsplätzen, Arbeitsplatzeffekte müssen als Kriterium daher nicht berücksichtigt werden.

Somit besteht die oben skizzierte Aufgabe im Wesentlichen darin, aus den möglichen Stromerzeugungstechniken diejenigen herauszusuchen, die die genannten drei Kriterien am besten erfüllen. Leider steht jedoch keine Stromerzeugungsoption zur Verfügung, die bei jedem der drei genannten Kriterien die beste Zielerfüllung aufweist. Vorteile bei einem Kriterium müssen daher durch Nachteile bei mindestens einem anderen Kriterium erkauft werden.

Entscheidungen, bei denen Vor- und Nachteile gegeneinander abgewogen werden müssen, also multikriterielle Entscheidungen, stellen eine große Herausforderung für Menschen und damit auch die Politik dar. Dabei wird meist versucht, die Entscheidungsfindung zu vereinfachen, etwa indem nur die Erfüllung eines oder weniger Ziele, die man für besonders wichtig hält, betrachtet. Im Falle der Stromerzeugung tendiert die Politik derzeit dazu, bei Entscheidungen vereinfachend nur ein Kriterium, nämlich den Klimaschutz, in den Vordergrund zu stellen, daraus resultiert die Forderung, die Stromerzeugung langfristig ganz auf erneuerbare Energieträger umzustellen. Allerdings wird bei dieser Vorgehensweise nicht geprüft, inwieweit bei einzelnen erneuerbaren Energieträgern nicht die Nachteile, nämlich höhere Kosten und -bei einigen Formen der Biomassenutzung - höhere Umwelteinwirkungen, schwerer wiegen als die Vorteile beim Klimaschutz. Angebracht wäre vielmehr eine Abwägung der Zielerfüllungsgrade mit dem Ziel, die unter Berücksichtigung aller relevanten Kriterien besten Optionen auszuwählen. Im Folgenden wird eine Methode vorgestellt und angewandt, die eben dies zum Ziel hat.

Ermittelt werden die sogenannten ‚sozialen Kosten' von Stromerzeugungssystemen. Diese setzen sich zusammen aus den Stromerzeugungskosten ohne Steuern und Subventionen und den ‚externen' Kosten. Externe Kosten sind in Geldwert ausgedrückte externe Effekte. Externe Effekte sind alle im Zusammenhang mit der Nutzung einer Technik auftretenden negativen Effekte, deren Kosten nicht der Produzent oder Konsument, sondern dritte Personen oder die Allgemeinheit zu tragen haben. Zum Beispiel führt die Emission von Schadstoffen – natürlich bei Einhaltung der Emissionsgrenzwerte – zu Gesundheitsschäden, die nicht vom Stromerzeuger ersetzt werden.

Der Umbau des Stromerzeugungssystems benötigt Zeit, alte Kraftwerke werden nur nach und nach durch neue ersetzt. Gleichzeitig erfolgt eine zum Teil stürmische Weiterentwicklung der Stromerzeugungstechniken. Die Bewertung von Techniken sollte daher nicht nach dem derzeitigen Stand erfolgen, sondern Entwicklungspotentiale mit einbeziehen. Dies trifft nicht nur für erneuerbare Energieträger zu; auch die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern hat noch erhebliches Entwicklungspotential. Im Folgenden wird daher eine Bewertung und Berechnung sozialer Kosten für weiterentwickelte Stromerzeugungssysteme, die 2025 in Betrieb gehen könnten, durchgeführt.

2. Stromerzeugungskosten

Stromerzeugungskosten enthalten alle Kosten, die der Stromerzeuger tragen muss; nicht eingeschlossen sind Steuern und Subventionen, da es sich hier aus gesellschaftlicher Sicht nur um einen Transfer von Geld (z.B. vom privaten Unternehmen zum Staat) handelt. Die Kosten für Investition, Betrieb, Wartung, Reparatur, Hilfsgütern, Beratung, Abriss und Abfallbeseitigung bzw. -lagerung sind enthalten. Ebenfalls enthalten sind ‚back-up' Kosten. Insbesondere erneuerbare Energien liefern Strom nicht unbedingt dann, wenn er nachgefragt wird, daher benötigt man Reserve- und Speicherkapazität. Dies wird berücksichtigt, indem zwei Stromerzeugungssysteme mit und ohne die bewertete Technik, die beide die gleiche Versorgungssicherheit (Ausfallwahrscheinlichkeit) aufweisen, verglichen werden. Die Differenzkosten, z.B. zur Bereitstellung von Reservekapazität, werden dann der bewerteten Technik angelastet.

Um die Kosten zukünftiger Techniken abzuschätzen, wird zum einen eine Trendanalyse durchgeführt, d. h. Kostenminderungen der Vergangenheit werden in die Zukunft fortgeschrieben. Außerdem wird mit einer technischen Analyse untersucht, ob es neue technologische Entwicklungen gibt (zum Beispiel die CO_2-Speicherung oder die IGCC-Technik bei Kohlekraftwerken), die die Kosten beeinflussen. Da die Abschätzung der zukünftigen Kosten je nach Technik relativ unsicher ist, wird eine mehr oder weniger große Unsicherheitsbandbreite angegeben.

Abbildung 1 zeigt ein Ergebnis der Berechnungen für Techniken, die im Jahr 2025 in Betrieb genommen werden. Braunkohle mit konventioneller Technik (mit Kondensationsdampfturbine) weist die niedrigsten Stromerzeugungskosten auf. Gleich danach kommt aber Braunkohle mit dem modernen IGCC-Prozess, bei dem die Kohle zu einem Brenngas vergast wird, das anschließend verbrannt wird. Strom wird in einem Kombiprozess mit Gas- und Dampfturbinen erzeugt. Nach Braunkohle folgt Steinkohle als nächstgünstigste Option. Setzt man CCS (carbon capture and storage) ein, speichert man also das bei der Verbrennung entstehende CO_2 größtenteils in Aquiferen oder ausgebeuteten Erdgaslagerstätten, so steigen die Stromerzeugungskosten der Kohlekraftwerke, bleiben aber immer noch unter den Kosten der meisten anderen Alternativen.

Kernenergie (EPR, dessen erster Prototyp der gerade in Finnland gebaute Reaktor ist, liegt in etwa auf gleichem Niveau wie ein Steinkohlekraftwerk. Entsprechend dem Zweck der Berechnung (zusätzliche Kosten eines weiteren Kraftwerks) enthalten die Kosten bei keiner der Optionen ‚sunk costs', also zum Beispiel bereits ausgegebene Kosten für Forschung und Entwicklung, da diese, selbst wenn ein Kraftwerk nicht gebaut wird, ja nicht

zurückgewonnen bzw. eingespart werden können. Die Versicherung ist bis zur gesetzlich vorgeschriebenen Höhe enthalten, ebenso Rückstellungen für die Endlagerung.

Es folgt die Wellenenergie, der bisher wenig Beachtung geschenkt wird, die sich aber unter Umständen zu einer kostengünstigen Möglichkeit zur Stromgewinnung entwickeln könnte. Erst jetzt folgen Erdgaskraftwerk, mit kombinierter Gas- und Dampfturbine, sowie off-shore Wind und Biomasse. Die Kosten für on-shore-Wind hängen stark von der mittleren Windgeschwindigkeit des Standorts ab; an günstigen Standorten sind sie etwas niedriger wie die von off-shore-Wind. In Deutschland produzierter Photovoltaikstrom ist auch 2025 noch die teuerste Option, um Strom zu produzieren.

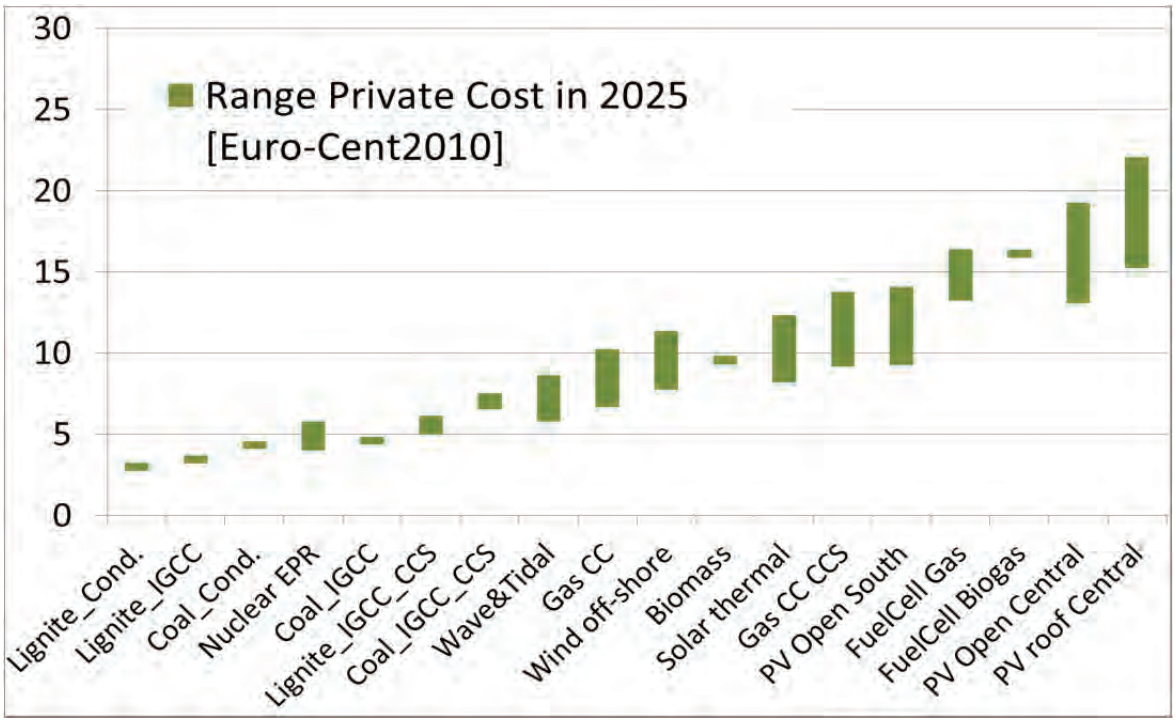


***Abbildung 1**: Stromerzeugungskosten verschiedener zukünftiger Stromerzeugungstechniken, einschließlich back-up-Kosten, Inbetriebnahme 2025, Standorte in Deutschland, außer bei: ‚solar thermal', ‚PV open South' mit Standorten in Mittelmeeranrainerländern, nuclear EPR; IGCC = integrated gasification combined cycle; CC = combined cycle; CCS = carbon capture and storage; EPR = evolutionary pressurized water reactor, PV = Photovoltaik, Solar thermal= Parabolrinnenkraftwerk.*

3. Umwelt- und Gesundheitsschäden

Die Emissionen von Schadstoffen pro kWh lassen sich zwar ermitteln, sind aber schwer zu bewerten, weil sie nichts über die verursachten Schäden aussagen (wie schädlich ist die Emission von 300 kg SO_2 oder 2 t CO_2?). Bewertet werden können nur Nutzenverluste, also z. B. Materialschäden, Gesundheitsrisiken usw., nicht aber Umwelteinwirkungen. Daher muss zunächst abgeschätzt werden, welche Schäden und Risiken denn

durch die Emissionen von Stoffen verursacht werden. Hierzu wurde der Wirkungspfadansatz entwickelt (Abbildung 2). Dabei wird ausgehend von den Emissionen die Ausbreitung und chemische Umwandlung der emittierten Stoffe in den Umweltmedien modelliert. Es resultieren Konzentrationen und Deposition der Stoffe. Unter Verwendung von Konzentrations-Wirkungs-Beziehungen und Expositions-Wirkungs-Beziehungen werden anschließend Schäden und Risiken berechnet.

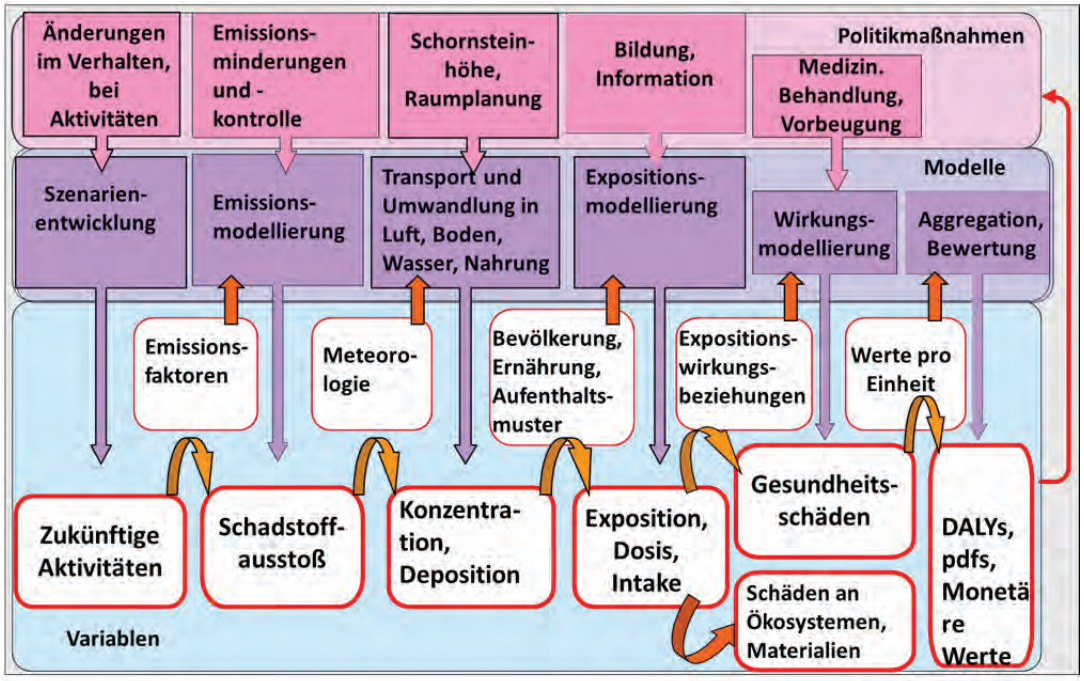


Abbildung 2: *Wirkungspfadanalyse zur Ermittlung und Bewertung von Umwelt- und Gesundheitsschäden und externen Kosten durch Umwelteinwirkungen*

Tabelle 1*: Beispiele für Konzentrations-Wirkungs-Beziehungen*

Endpunkt	CRF (95% CI)	Einheiten
Chronische Mortalität PM2.5		
Reduktion der Lebenserwartung (Altersgruppe über 30 Jahre alt)	651 (127; 1194)	YOLL per 10 µg/m^3 per 100 000 Menschen
Morbidität PM10		
Neue Fälle chronischer Bronchitis (Altersgruppe über 18 Jahre alt)	86 (8; 150)	Jährlich, per 10 µg/m^3, per 100 000 Erwachsene über 18
Krankenhausaufnahmen wegen Erkrankungen der Atemwege	5,6 (4,3;6,2)	Jährlich, per 10 µg/m^3, per 100 000 Menschen
Krankenhausaufnahmen wegen Herzerkrankungen	4.3 (2.2; 6.5)	Jährlich, per 10 µg/m^3, per 100 000 Menschen

***Tabelle 2**: mit der Wirkungspfadanalyse betrachtete Wirkungspfade*

	Schadstoff (primär und sekundär)	Schaden
Gesundheit: Mortalität	PM10, PM2.5; SO_2, Benzol, Benzo-a-Pyren, 1,3-Butadien, Dieselpart., Schwermetalle, radioaktive Substanzen, andere kanzerogene Subst., Lärm	Verminderte Lebenserwartung durch Kurz- und Langzeitexposition
	Unfallrisiken	Mortalitätsrisiken durch Unfälle
Gesundheit: Morbidität	PM2.5, PM10, Ozon, SO_2, CO	Krankenhausaufenthalte wegen Atemwegs-erkrankungen, Tage mit eingeschränkter Aktivität; Krankenhausaufnahmen wg. Herzerkrankungen, Krankenhausaufnahmen wegen cerebro-vascularer Erkrankungen, chronische Bronchitis, chronischer Husten bei Kindern, Hustentage bei Asthmatikern, u.a.
	Benzol, Benzo-a-Pyren, 1,3-Butadien, Dieselpartikel, Schwermetalle, radioaktive Substanzen, andere kanzerogene Subst.	Krebs
	Lärm	Herzinfarkt, Angina pectoris, Bluthochdruck, Schlafstörungen
	Blei, Quecksilber	IQ-Verlust bei Kleinkindern
Änderung der Biodiversität	Saure Deposition, Stickstoffdeposition	PDF (potentially disappeared fraction of species) durch Versauerung und Eutrophierung
Landw.Ertrags-verluste	SO_2, Ozon Saure Deposition Deposition von N, S	Ertragsänderungen Zusätzliche Kalkung von Böden Düngeeffekte
Material-schäden	SO_2, Saure Deposition	Korrosion von Stahl, Kalkstein, Mörtel, Sandstein, Lack, Putz, Zink.
	Ruß, Verbrennungspartikel	Verschmutzung von Gebäuden
Belästigung	Lärm	Belästigungswirkung

Der Zusammenhang zwischen Umwelteinwirkungen (Emissionen) und Schäden ist keineswegs linear, sondern hängt von Ort, Zeit und Höhe der Emission ab. So führt die Emission von Feinstaub in einem dicht besiedelten Gebiet wie etwa dem Ruhrgebiet bei geringer Windgeschwindigkeit zu weitaus höheren Gesundheitsrisiken als die Emission in einem dünn besiedelten Gebiet bei hoher Windgeschwindigkeit. Bodennahes Ozon in größeren Mengen entsteht nur, wenn die Sonne scheint. Die Entstehung von sekundärem

Feinstaub (Ammoniumnitrat) aus NOx-Emissionen erfordert das Vorhandensein von Ammoniak, das durch landwirtschaftliche Aktivitäten (Düngung, Viehhaltung) entsteht.

Daher müssen komplexe Ausbreitungsmodelle eingesetzt werden, um aus Aktivitätsszenarien die Emissionen aller Sektoren und aus den Emissionen dann die Schadstoffkonzentrationen und Depositionen zu bestimmen. Diese wiederum sind Ausgangspunkt für die Berechnung von Schäden und Risiken. Zur Berechnung von Gesundheitsrisiken werden Konzentrations-Wirkungs-Beziehungen herangezogen, die aus den Ergebnissen epidemiologischer Studien abgeleitet werden. In Tabelle 1 sind beispielhaft einige dieser Beziehungen aufgeführt, darunter auch die, die die höchsten Gesundheitsschäden verursacht, nämlich die Reduzierung der Lebenserwartung durch die Langzeitexposition mit durchaus kleinen Konzentrationen an Feinstaub.

Tabelle 2 gibt einen Überblick über die als relevant ermittelten betrachteten Wirkungspfade, für die entsprechende Konzentrations-Wirkungs-Beziehungen vorhanden sind. Um die verschiedenen Krankheiten miteinander vergleichen zu können, können sie in DALYs (disability adjusted life years) umgerechnet. Dazu wird die Zahl der Krankheiten mit der Dauer (Bruchteil eines Jahres) und einem Faktor multipliziert, der den Schweregrad der Krankheit angibt.

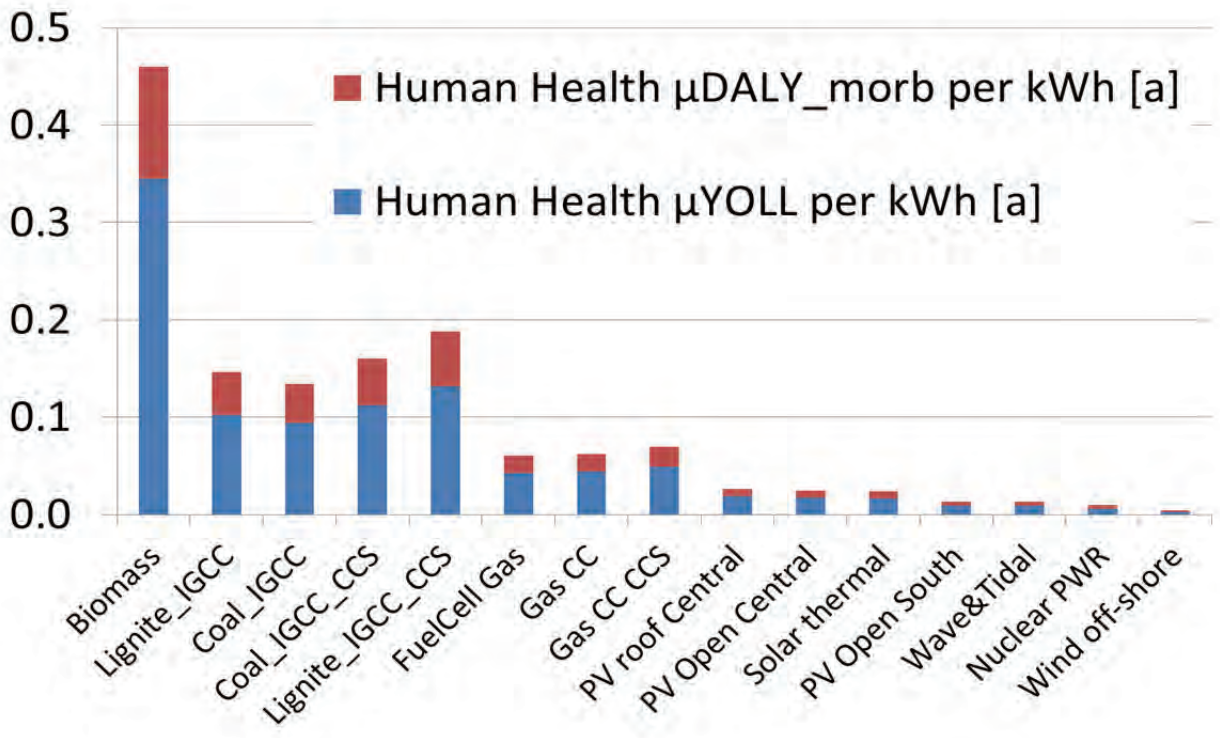


Abbildung 3*: Gesundheitsrisiken pro erzeugter kWh bei verschiedenen 2025 in Betrieb gehenden Stromerzeugungsoptionen, ausgedrückt bei Krankheit in DALYs (disability adjusted life years), bei Todesfällen in Yoll (years of life lost) , einschließlich der Risiken durch Emissionen vor- und nachgelagerter Prozesse und des Erwartungswertes von Risiken durch Unfälle ; IGCC = integrated gasification combined cycle; CC = combined cycle; CCS = carbon capture and storage; Quelle: Preiss et al. (2010).*

Berechnet man nun für die verschiedenen Stromerzeugungsoptionen die entstehenden Gesundheitsschäden, so ergeben sich die in Abbildung 3 gezeigten Ergebnisse.

Die geringsten Gesundheitsschäden pro kWh ergeben sich bei Windenergie, der Kernenergie (bei Bewertung von Unfällen mit dem Erwartungswert ohne Berücksichtigung von Risikoaversion, siehe unten) gefolgt von der Solarenergie. Wie erwartet weist Erdgas etwas schlechtere Werte auf, deutlich schlechter sind dann Stein- und Braunkohle. Als noch gesundheitsschädlicher erweist sich aber die Verbrennung von Biomasse in kleineren Feuerungen, hier wären durch Einsatz modernster Abgasreinigungstechniken zwar Verbesserungen möglich, die aber nicht gesetzlich vorgeschrieben sind. Um die Größenordnung der Schäden zu verdeutlichen, sei darauf hingewiesen dass die Erzeugung von 100 TWh/a durch Kohle in modernsten Anlagen etwa 13000 verlorene Lebensjahre verursacht, dies kann man näherungsweise mit ca 1300 vorzeitigen Todesfällen gleichsetzen.

Exkurs: Abschätzung des Unfallrisikos bei Kernkraftwerken:

Das Risiko eines Unfalls in einem Kernkraftwerk wird durch den entstehenden Schaden für verschiedene Unfallkategorien und durch die Häufigkeit des Auftretens dieser Kategorien charakterisiert.

Die entstehenden Schäden können mit verfügbaren Modellen berechnet werden; wichtige Schadenskategorien sind:

1) menschliche Gesundheit: Unmittelbare Todesfälle, latent tödliche Krebsfälle, nicht-tödliche Krebsfälle (z.B. Schilddrüsenkrebs), Erbgutschädigung.
2) Evakuierung und Langzeitumsiedlung – Verlust von Lebensraum und Wirtschaftsfläche.
   Bei einem Unfall mit hoher Freisetzung von radioaktiven Stoffen muss je nach Wetterlage eine Zone von 5 km bis zu 70 km um das Kernkraftwerk evakuiert werden. Eine Evakuierung erfolgt ab einer Dosis von 100 mSv/Woche, eine Umsiedlung ab 100 mSv/Jahr (eine Dosis von 100 mSv entspricht einer Häufigkeit von 0,005, an Krebs zu erkranken, d.h. 5 von 1000 Personen, die mit dieser Dosis bestrahlt werden, erkranken an Krebs).
3) Psychologische Effekte (Angst, Ungewissheit über Gesundheit und toxische Stoffe in Lebensmitteln, etc).

Die Schäden können bei der höchsten Schadenskategorie (INES Skala 7; vergleichbar mit Tschernobyl und Fukushima) in monetäre Werte umgerechnet 450 bis 1000 Milliarden € betragen, sind also sehr hoch.

Die Wahrscheinlichkeit des Auftretens von Unfällen wird mit sogenannten probabilistischen Sicherheitsanalysen (PSA) abgeschätzt. Für bestehende Kernkraftwerke weisen diese eine Häufigkeit von etwa 10^{-7} bis 10^{-8} /(Jahr und Anlage) für einen Unfall mit sehr hoher Freisetzung (INES 6 und 7) aus. Für den neuentwickelten zukünftig gebauten EPR wird eine reduzierte Häufigkeit von nur noch 10^{-10} /(Jahr und Anlage) geschätzt.

Es wird jedoch teilweise bezweifelt, ob die PSA wirklich alle möglichen Unfallabläufe berücksichtigt haben. Einen empirisch ermittelten Wert erhält man, indem man die Zahl der

Unfälle mit hoher Freisetzung (Tschernobyl und Fukushima) durch die Zahl der bisherigen Reaktorjahre teilt. Es ergibt sich ein Wert von $1,5 * 10^{-4}$ pro Reaktor und Jahr ($4 * 10^{-5}$ bis $5,5 * 10^{-4}$). Betrachtet man nur die als sicherer eingeschätzten Reaktoren aus Europa, Nordamerika und Japan (ohne Tschernobyl), beträgt der Wert $1*10^{-4}$ pro Reaktor und Jahr. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Unfallabläufe wie in Tschernobyl und Fukushima in deutschen Kernkraftwerken aus technischen Gründen und auch wegen des fehlenden Tsunamirisikos so nicht auftreten können.

Mit den genannten Zahlen lassen sich Erwartungswerte des Schadens abschätzen (Risiko pro erzeugter kWh = Schaden * Häufigkeit/erzeugte kWh pro Jahr = Erwartungswert des Schadens):

- Risiko mit Häufigkeit nach PSA: (0,45 bis $1* 10^{12}$ €)* (10 -7 /a - 10 -8 /a) / (9,4 * 10^{9} kWh/a) = 0,000021 – 0,00000027 €/kWh, für den EPR sind die Werte um den Faktor 100 kleiner;
- Risiko mit statistischer Häufigkeit: (0,45 bis $1* 10^{12}$ €)* (10^{-4} /a) / (9,4 * 10^{9} kWh/a) = 0,01 – 0,005 €/kWh.

Der Erwartungswert des Schadens durch Kernkraftwerksunfälle ist daher sehr klein. Die Ablehnung der Kernenergie durch einen großen Teil der deutschen Bevölkerung kann durch die Aversion gegenüber „Damoklesrisiken“ erklärt werden. Ein hoher Schaden selbst bei sehr niedriger Häufigkeit und/oder ein angstmachendes Ereignis mit hohem potentiellen Schaden und sehr geringer oder ungewisser Häufigkeit, also ein „Damoklesrisiko“, wird als schlimmer bewertet als das gleiche Risiko mit geringerem Schaden und größerer Häufigkeit.

Zurzeit gibt es in Deutschland noch keinen Vorschlag zur quantitativen Bewertung von „Damoklesrisiken“ in Deutschland. Es ist daher für jeden Fall eine Einzelentscheidung zu treffen, ob das Risiko tolerierbar ist. In Deutschland ist der Bau neuer Kernkraftwerke verboten, dies kann als Entscheidung, das Risiko langfristig nicht zu akzeptieren, interpretiert werden. Dies führt zwar zu einer Verringerung von sozialen Risiken („Damoklesrisiken“), aber auch zu einer Erhöhung der Summe individueller Gesundheitsrisiken und höheren negativen ökonomischen und sozialen Folgen.

4. Bewertung von Gesundheits- und Umweltschäden

Somit sind die Gesundheitsschäden ermittelt, es bleibt aber noch die Frage, wie denn die Gesundheitsrisiken gegen die Kosten abgewogen werden können. Dabei ist in einem ersten Schritt zu ermitteln, ob die Gesundheitsrisiken nicht so hoch sind, dass sie auf jeden Fall vermieden werden sollen. Denn es ist klar, dass eine ernste Krankheit oder ein vorzeitiger Todesfall, der mit Sicherheit oder hoher Wahrscheinlichkeit verursacht wird, auf keinen Fall toleriert wird. Dagegen sind wir durchaus bereit, kleine Risiken, zum Beispiel bei der Teilnahme im Verkehr, in Kauf zu nehmen, wenn wir dadurch einen Vorteil haben (im Beispiel also zur Arbeitsstelle zu kommen). Wo aber liegt die Grenze, ab der eine Abwägung stattfinden kann? In Deutschland gibt es nur für berufliche Risiken einen Zielwert (der Arbeitsausschuss für Gefahrstoffe empfiehlt ein individuelles Risiko in Höhe von 10^{-4}/a nicht zu überschreiten). Für die Bevölkerung existieren nur in den Niederlanden ein Grenzwert und in Großbritannien eine Empfehlung, beide Male von 10^{-5}/a für einen Todesfall. Solch hohe Risiken werden aber durch die in Deutschland geltenden Grenzwerte

verhindert, alle berechneten individuellen Gesundheitsrisiken sind deutlich geringer. Somit kann eine Abwägung stattfinden. Da es kein Naturgesetz gibt, das Krankheiten mit Kosten gleichsetzt, ist die einzige Möglichkeit, die Präferenzen der betroffenen (vorher informierten) Bevölkerung zu messen und als Maßstab heranzuziehen. Hierfür stehen zahlreiche Methoden zur Verfügung. So kann man Präferenzen durch Beobachtung der Handlungen von Personen bestimmen (revealed preferences), oder man kann Befragungen durchführen (stated preferences). Zum Beispiel kann nach der Zahlungsbereitschaft zur Vermeidung eines Risikos gefragt werden, oder man gibt zwei fiktive Entscheidungs-situationen vor, die sich in zwei Eigenschaften unterscheiden, und fragt nach der vom Befragten bevorzugten Variante. Diese Fragen werden dann mit Varianten wiederholt.

Im Allgemeinen ist es aber nicht erforderlich, bei jeder neuen Entscheidung die Präferenzen neu zu bestimmen. Vielmehr greift man auf die Ergebnisse der bereits existierenden Tausenden von Studien zu, die Präferenzen ermittelt haben, und rechnet mit Hilfe eines ‚benefit transfers' die Ergebnisse der Studien in Werte um, die für die eigene Analyse verwendet werden kann. Tabelle 3 zeigt einige der so mit einer Metastudie ermittelten monetären Werte. Der Wert 60 000 € pro verlorenem Lebensjahr bedeutet dabei nicht, dass ein Lebensjahr 60 000 € ‚wert' ist, vielmehr ist die Bevölkerung bereit, im Durchschnitt 10^{-6}*60000 Euro = 6 Cent auszugeben, um ein Risiko von 10^{-6}, ein Lebensjahr zu verlieren, zu vermeiden.

Tabelle 3: *Beispiele für monetäre Werte von Gesundheitsschäden*

Health End-Point	Low	Central	High	
Increased mortality risk – VSLacute (value of a statistical life)	1,121,433	1,121,433	5,607,164	Euro/VSL
Life expectancy reduction - Value of Life Years chronic	37,500	60,000	215,000	Euro /YOLL
Increased mortality risk - infants	1,120,000	2,475,000	11,200,000	Euro/case
Sleep disturbance	480	1,240	1,570	Euro/year
Hypertension	880	950	1,110	Euro/year
Acute myocardial infarction	4,675	86,200	436,200	Euro/case
Lung cancer	69,080	719,212	4,187,879	Euro/case
Leukaemia	2,045,493	3,974,358	7,114,370	Euro/case
Neuro-development disorders	4,486	14,952	32,895	Euro/case

Schäden an Ökosystemen werden ebenfalls mit dem Wirkungspfadansatz ermittelt und dann durch Umrechnung in sogenannte ‚pdfs' aggregiert. Pdfs heißt „potentially disappeared fraction of species" und gibt an, welcher Anteil der Arten, die auf einer natürlich belassenen Fläche vorhanden wäre, durch den menschlichen Einfluss, insbesondere durch Versiegelung, Versauerung und Eutrophierung, verschwunden ist. Auch hier dienen Zahlungsbereitschaftsanalysen dazu, die pdfs in monetäre Werte umzurechnen.

5. Bewertung von Treibhausgasemissionen

Auch für die Bewertung von Treibhausgasen kann der im vorhergehenden Kapitel beschriebene Wirkungspfadansatz gewählt werden, das heißt, dass zunächst die Änderung der Strahlungsbilanz und die daraus folgenden Klimaänderungen abgeschätzt werden müssen. Anschließend müssen die Schäden abgeschätzt werden, die sich aus der Klimaänderung ergeben. Aufgrund des globalen Temperaturanstiegs kommt es zu einem Anstieg des Meeresspiegels, der zu Landverlusten oder zusätzlichen Kosten beim Küstenschutz führt. Weitere Folgen können der Verlust küstennaher Ökosysteme oder verstärkte Migrationsbewegungen der Bevölkerung kleiner Inseln und tiefliegender Küstengebiete. Extreme Wetterereignisse wie Hitzewellen, Dürren und Stürmen werden vermutlich zunehmen. Die Auswirkungen auf die Nahrungsmittelproduktion und die Landwirtschaft sind regional sehr unterschiedlich und werden durch Änderung der Temperatur und des Niederschlags beeinflusst. Durch Hitzewellen kann es verstärkt zu Herz-Kreislauferkrankungen oder Asthma kommen, andererseits reduzieren verminderte Kälteperioden Todesfälle. Infektionskrankheiten, die durch Vektoren (z. B. Mücken, Zecken, Fliegen) übertragen werden, z. B. Malaria, Dengue-Fieber oder Hirnhautentzündung, könnten zunehmen. Durch die Änderung des Klimas könnte die Biodiversität reduziert werden, weil die Klimaänderung für einige Arten möglicherweise zu schnell erfolgt.

Diskutiert wird zudem, dass singuläre, nicht vorhergesehene Ereignisse, wie z.B. der Zusammenbruch oder die Abschwächung der thermohalinen Zirkulation oder die Freisetzung großer Mengen Methan aus Methanhydratvorkommen, unvorhersehbare Auswirkungen haben könnten.

Es gibt einige wenige Modelle, die Schäden und Schadenskosten des Treibhauseffekts systematisch abschätzen, insbesondere FUND (www.fund-model.org), DICE (Nordhaus, 2007) und PAGE (Hope, 2006). Die mit diesen Modellen vorgenommenen Abschätzungen der Schäden durch Klimaänderungen weisen jedoch hohe Bandbreiten auf. Zum Beispiel werden für die marginalen Schadenskosten einer t CO_2 mit FUND Werte zwischen 5 und 3000 €/t berechnet. Dies liegt weniger an unterschiedlichen Einschätzungen, welche und wie viele Schäden entstehen, sondern vielmehr an der Wahl zweier ökonomischer Parameterwerte.

Zum einen ist die Diskontrate entscheidend, mit der zukünftige Schäden in das Jahr der Emission abgezinst werden. Schäden durch eine t jetzt emittiertem CO_2 können auch in 200 Jahren noch Schäden verursachen. Je höher die Diskontrate, umso geringer ist der Gegenwartswert zukünftiger Schäden und umgekehrt.

Zweitens ist entscheidend, ob Schäden in unterschiedlichen Ländern je nach Einkommen unterschiedlich bewertet werden. Das Standardvorgehen bei der Monetarisierung von Schäden ist, dass die Zahlungsbereitschaft zur Vermeidung eines

Schadens in dem Land, in dem der Schaden auftritt, für die monetäre Bewertung des Schadens gewählt wird. Im Falle des Treibhauseffekts treten die meisten und gravierendsten Schäden aber in den weniger entwickelten Ländern (z. B. in Afrika) auf, obwohl die meisten Treibhausgasemissionen in OECD-Ländern und China emittiert werden. Die durch den Treibhauseffekt entstehenden Schäden werden dadurch geringer bewertet als ähnliche Schäden, die in Deutschland entstehen. Dies wird teilweise als ungerecht bewertet; und es wird vorgeschlagen, die in Entwicklungsländern entstehenden, von Deutschland verursachten Schäden so zu bewerten, als ob sie in Deutschland auftreten würden.

Zwar könnte die Wertebandbreite dadurch reduziert werden, dass sich die Gesellschaft auf die für die Bewertung heranzuziehenden Parameterwerte im Rahmen einer Konvention einigt. Solange dies noch nicht erfolgt ist, sind die Ergebnisse wegen der großen Bandbreite wenig brauchbar.

Daher wird hier ein Vermeidungskostenansatz zur Bewertung von Treibhausgasemissionen gewählt. Dabei geht man von einem Ziel aus, auf das sich die Gesellschaft geeinigt hat, und berechnet die marginalen Vermeidungskosten zur Erreichung dieses Ziels. Bewertet man die Emissionen bei Entscheidungen mit diesen marginalen Vermeidungskosten, so wird offenbar gerade das Ziel effizient erreicht. Das vereinbarte Ziel wird dabei aber nicht überprüft oder in Frage gestellt.

Für die Analyse werden zwei unterschiedlich stringente Klimaschutzziele ausgewählt.

- Für das Klimaschutzziel **20%+** wird das Ziel der EU herangezogen das eine Minderung der Treibhausgase um 20% von 1990 bis 2020 erfordert; Für die Zeit nach 2020 werden weitergehende Minderungen eingesetzt, und zwar so, dass die Grenzvermeidungskosten um 3%/a ansteigen.
- Das **2° max -** Ziel beschreibt die – allerdings nicht verbindliche - Vorgabe der Bundesregierung. Danach soll – im Rahmen einer internationalen Klimaschutzvereinbarung – verhindert werden, dass die durchschnittliche Temperatur der Erdoberfläche um mehr als 2° ansteigt. Für die EU bedeutet dies nach Modellrechnungen eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 75% von 1990 bis 2050, für Deutschland bis zu 85%.

Um die Grenzvermeidungskosten für die beiden Klimaschutzziele zu bestimmen, wird auf ein Metamodell von Kuik et al. (2009) zurückgegriffen; dieser hat zahlreiche Studien über Vermeidungskosten ausgewertet. Das Ergebnis zeigt Tabelle 4.

Tabelle. 4: *Marginale Vermeidungskosten pro* $t_{CO2\text{-}eq}$ *zur Erreichung zweier Klimaschutzziele*

Marginale Vermeidungskosten [$Euro_{2010}$ pro t CO_2 eq]	2010	2015	2025	2035	2045	2050
Szenario						
20%plus	26	30	36	42	74	87
2° max	36	46	73	119	194	250

Die marginalen Vermeidungskosten steigen an, bis 2050 auf 87 € pro t im moderaten und auf 250 € im ambitionierten Klimaschutzszenario.

6. Externe Kosten von Stromerzeugungstechniken

Mit den Ergebnissen aus Kapitel 3,4 und 5 lassen sich die externen Kosten verschiedener Stromerzeugungssysteme berechnen. Das Ergebnis zeigt Abb 4 für das Jahr 2025 und das moderate Klimaschutzszenario 20%+ (verwendet wurden demnach 36 €/t CO_2).

Die Ergebnisse sind zunächst wenig überraschend. Wind-, Wellen- und Solarenergie sowie Kernenergie (bei Verwendung des Erwartungswertes der Schäden ohne Risikoaversion) weisen geringe externe Kosten auf. Erdgas ohne CCS liegt etwa gleichauf mit Kohle mit CCS. Und Kohle ohne CCS weist trotz modernster Technik die höchsten Umweltauswirkungen auf. Überraschenderweise schneidet aber die Biomasseverbrennung in kleinen Anlagen ähnlich schlecht ab wie die Kohle. Zu erwähnen ist auch, dass die externen Kosten von Kohlestrom in der gleichen Größenordnung wie die Stromerzeugungskosten liegen.

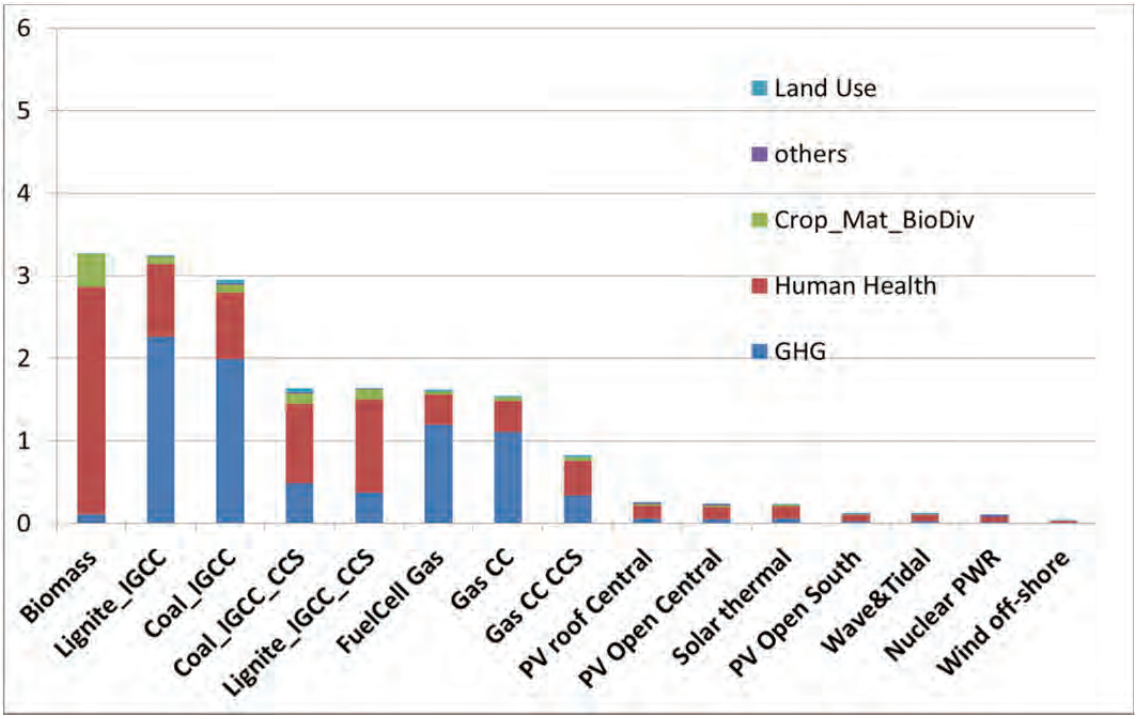


***Abbildung 4**: externe Kosten von Stromerzeugungstechniken nach Schadenskategorien für neue Kraftwerke (Inbetriebnahme 2025), Bewertung von CO_2-Emissionen mit 36€/t; Standorte in Deutschland, außer: PV South und solar thermal in Mittelmeerländern, Nuclear PWR in Ländern, die den Zubau von Kernkraftwerken gestatten; Risikoaversion und Risiken durch Terrorismus nicht berücksichtigt; mögliche Risiken der CO_2-Speicherung nicht berücksichtigt ; crop_mat_biodiv = Ernte-, Materialschäden und Verringerung der Biodiversität, GHG = greenhouse gases; Quelle: Preiss et al. 2010.*

Will man das ambioniertere 2° Ziel erreichen, so verdoppeln sich die marginalen CO_2-Vermeidungskosten 2025 auf 72€. Dies bedeutet vor allem für fossile Kraftwerke eine deutliche Erhöhung der externen Kosten. Erdgas schneidet jetzt schlechter ab als Kohle mit CCS, Kohle ohne CCS weist die weitaus höchsten Kosten von über 5 Cent pro kWh auf.

In den oben dargestellten externen Kosten sind Risiken bei der Speicherung von CO_2 nicht enthalten, da Untersuchungen hierzu noch kaum vorliegen. Auch könnte es Probleme mit der Akzeptanz geben. Es sei aber erwähnt, dass notfalls auch Speicher in der Nordsee in Frage kämen, die vermutlich nicht auf Akzeptanzprobleme stoßen würden, aber mit etwas höheren Transportkosten verbunden wären.

7. Soziale Kosten von Stromerzeugungssystemen

Addiert man die Stromerzeugungskosten aus Kap. 2 und die externen Kosten aus Kap. 6, so erhält man die sozialen Kosten. Diese sind ein Maß für die Vorteilhaftigkeit einer Technik aus gesellschaftlicher Sicht unter Berücksichtigung der Kriterien Umwelt- und Gesundheitsschutz, Klimaschutz und Kostenminderung. Abbildung 5 zeigt das Ergebnis für 2025 und das moderate Klimaschutzziel 20plus.

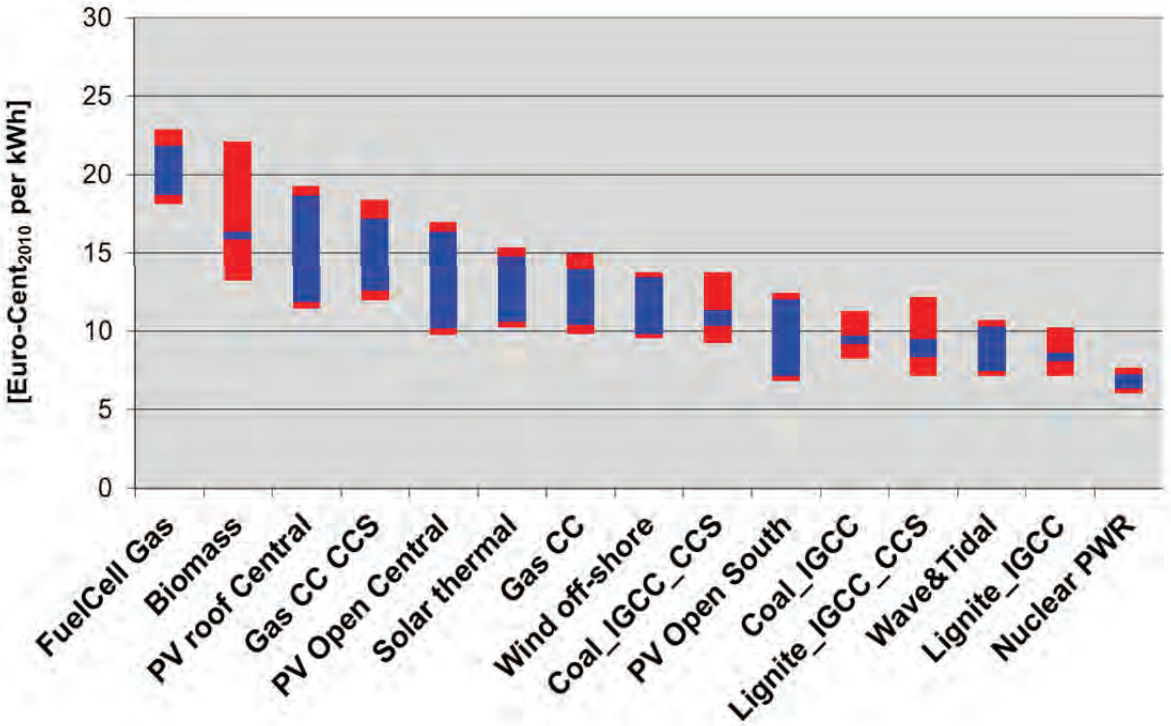


***Abbildung 5**: soziale Kosten von Stromerzeugungstechniken, Inbetriebnahme 2025, **Klimaschutzziel 20plus**; blauer Balkenteil: Bandbreite der Stromerzeugungskosten plus durchschn. externe Kosten; roter Balken: Bandbreite der sozialen Kosten; Abkürzungen siehe Abbildung 1,Kernenergieunfälle sind mit Erwartungswert des Schadens bewertet, Risiken durch Terrorismus und CO_2-Speicherung sind nicht berücksichtigt. Quelle: Preiss et al. 2010.*

In den Abbildungen 5 und 6 ist zusätzlich noch eine Unsicherheitsbandbreite angegeben. Bei den Umwelt- und Gesundheitsschäden beruht diese auf einer statistischen Fehleranalyse, die Bandbreite der Stromerzeugungskosten resultiert aus einer Variation wichtiger Eingangsparameter.

Zunächst schneidet der Import von Kernenergiestrom aus Nachbarländern mit Kernenergie sehr gut ab, dabei ist eine mögliche Risikoaversion nicht berücksichtigt. Überraschenderweise weist dann –von allen im Inland zuzubauenden Möglichkeiten - das IGCC-Braunkohlekraftwerk trotz der hohen externen Kosten die geringsten sozialen Kosten auf. Dies bedeutet, dass, wenn man die unabhängig von der Entscheidungssituation gemessenen Präferenzen der Bevölkerung heranzieht, die relativ hohen Umwelt-, Gesundheits-, und Klimaschäden durch die Vorteile niedriger Stromerzeugungskosten mehr als kompensiert werden. Fast gleichauf liegen die Wellenenergie und die Braunkohle mit CCS. Es folgen die Steinkohle ohne und mit CCS und off-shore-Wind. Solarenergie, ob als Photovoltaikanlage oder als thermisches Solarkraftwerk kann unter günstigen Bedingungen aufschließen, allerdings in Mittelmeerländern. In Deutschland landet Photovoltaikstrom auch 2025 noch in der Rangfolge sozialer Kosten ganz hinten.

Will man mehr Klimaschutz betreiben, so ergeben sich die in Abbildung 6 gezeigten sozialen Kosten.

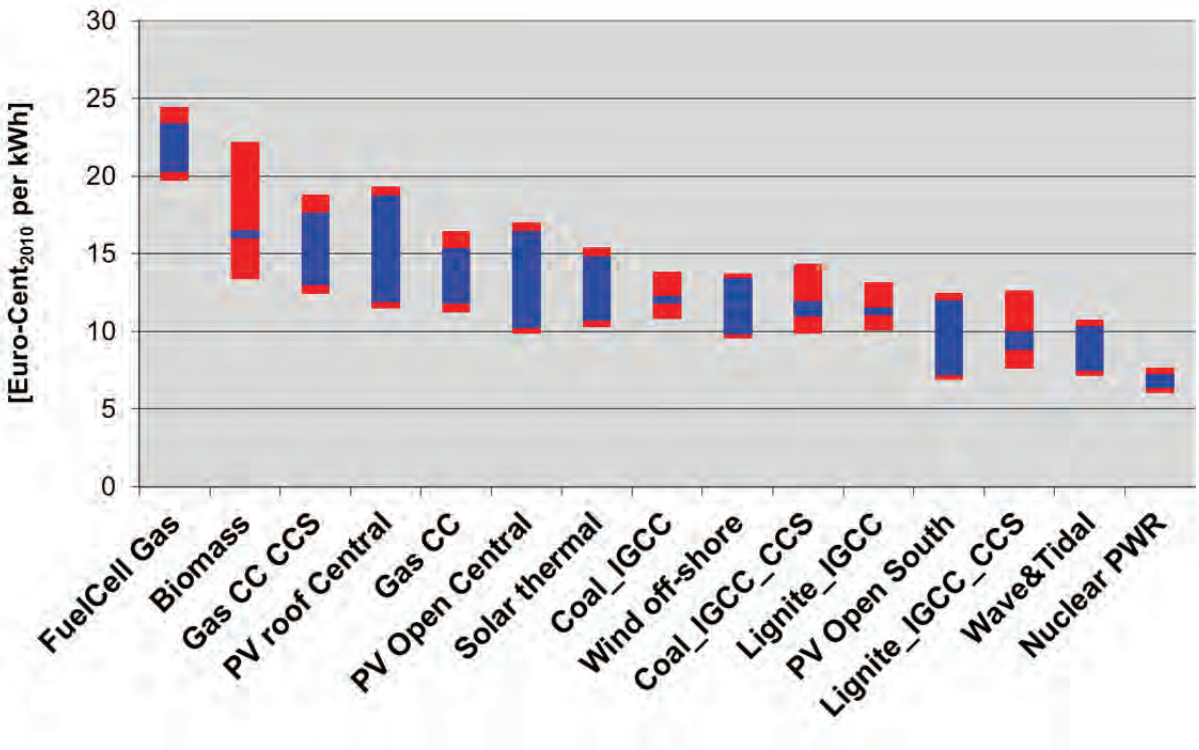


***Abbildung 6**: soziale Kosten von Stromerzeugungstechniken, Inbetriebnahme 2025, **Klimaschutzziel 2°**; blauer Balkenteil: Bandbreite der Stromerzeugungskosten plus durchschn. externe Kosten; roter Balken: Bandbreite der sozialen Kosten, Abkürzungen siehe Abbildung1. Kernenergieunfälle sind mit Erwartungswert des Schadens bewertet, Risiken durch Terrorismus und CO_2-Speicherung sind nicht berücksichtigt; Quelle: Preiss et al. 2010.*

Bei Kohle liegen jetzt die Varianten mit CCS vor denen ohne CCS, bei Gas dagegen ist die Variante ohne CCS besser. Nach wie vor weist die Solarenergie in Deutschland mit die höchsten sozialen Kosten auf.

Nicht alle möglichen Stromerzeugungsoptionen sind in den Abbildung 7 und 8 aufgeführt. Der Bau neuer Kernkraftwerke ist in Deutschland verboten, allerdings lässt sich der Import kostengünstigen Kernenergiestroms aus dem benachbarten Ausland wohl nicht unterbinden. Größere Laufwasserkraftwerke weisen geringe soziale Kosten auf, allerdings ist das Potential für einen weiteren Ausbau sehr begrenzt. On-shore-Wind weist an windreicheren Standorten geringere soziale Kosten aus als off-shore-Wind, allerdings sind die günstigsten Standorte häufig schon genutzt; zudem treten teilweise Akzeptanzprobleme auf. Das Potential der Abfallverbrennung ist weitgehend ausgeschöpft, die Stromerzeugung aus Biogas ist mit höheren sozialen Kosten verbunden. Günstiger ist die Verbrennung von Biomasse in größeren Feuerungen, zum Beispiel auch in Mischfeuerungen.

Beim Neubau von Kraftwerken sind die Restriktionen hinsichtlich Potential und Zubaukapazität zu beachten. Außerdem gilt es, ein ausreichendes Maß an Versorgungssicherheit durch Bau von Speichern, Ausbau der Netze und Vorhaltung von Reservekapazität aufrecht zu erhalten Die Zusammensetzung eines optimalen Stromerzeugungssystems unter Verwendung der hier vorgestellten Ergebnisse kann mit Energiemodellen, zum Beispiel TIMES, berechnet werden.

8. Schlussfolgerungen

Der Kernenergieimport aus Ländern, die Kernenergie für akzeptierbar halten, weist sehr geringe soziale Kosten auf. Zwar will die Bundesrepublik diesen Import verhindern, allerdings ist unklar, auf welchem Weg dies erfolgen kann.

Von den verbleibenden Alternativen sind Laufwasser, gefolgt von Braunkohle, Wind, evtl. Wellenenergie und Steinkohle die Optionen mit den niedrigsten sozialen Kosten. Aber: das Potential von Wind und Laufwasser ist begrenzt; Wind und Wellenenergie benötigen Reserve- oder Speicherkapazität, on-shore Wind ist nicht überall akzeptiert..

Vor allem Braunkohle stellt sich daher als günstig heraus. Mit CCS (CO_2-Speicherung), wenn

- das ‘2°’-Klimaschutzziel erreicht werden soll und
- Kosten für CO_2-Transport und Speicherung den Erwartungen entsprechen und die technischen und Umweltrisiken gering sind.

Allerdings sind auch die günstigen CCS-Lagerstätten begrenzt. Soweit on-shore-CCS auf Akzeptanzprobleme stößt, käme u.U. eine off-shore Speicherung in Betracht.

Erdgas wird Kohle nur ersetzen, wenn die Erdgaspreise moderat bleiben; dann zunächst auch ohne CCS. Ein gewisses Potential für Erdgas besteht bei kleineren Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (z. B. bei Stadtwerken).

Biomasse hat relativ hohe externe und soziale Kosten. Am günstigsten ist noch die Verbrennung von Rest- und Abfallstoffen in großen Feuerungen. Allerdings wird die Biomasse eher in anderen Sektoren (z. B. Verkehr) zur CO_2-Minderung benötigt.

Stromerzeugung mit Sonnenenergie in Deutschland weist mindestens bis 2030 mit die höchsten sozialen Kosten auf. Nach Kohle und Gas könnte die solare Stromerzeugung in Mittelmeerländern eine weitere Option sein; vor allem, wenn große Treibhausgasminderungen erreicht werden sollen und CCS nicht günstig oder sicher zur Verfügung steht.

Weitere Informationen zu Methodik und Ergebnissen finden sich auf www.externe.info und www.needs-project.org .

Literatur:

Bickel, Friedrich, 2005: P. Bickel, R. Friedrich (eds.), Externalities of Energy, Methodology 2005 update, Luxembourg: European Commission, 2005; available at *www.externe.info*

Friedrich, 2011: R. Friedrich: Soziale Kosten von Stromerzeugungssystemen; ifo Schnelldienst 18, 2011, pp 21-29

Hope, 2006: C. Hope, The marginal impact of CO_2 from PAGE2002: an integrated assessment model incorporating the IPCC's five reasons for concern, Integrated Assessment ***6*** (2006), p. 1, 2006

Hotelling, 1931: Hotelling, H. : The Economics of Exhaustible Resources. J. Polit. Econ., Vol. 39:137-175

Kuik et al., 2009: O. Kuik, L. Brander, R. Tol, Marginal abatement costs of greenhouse gas emissions: A meta-analysis, Energy Policy 37, S. 1395–1403, 2009,doi:10.1016/j.enpol.2008.11.040, 2009

Nordhaus, 2007: W. Nordhaus, The Challenge of Global Warming: Economic Models and Environmental Policy, New Haven, 2007

Preiss et al. (2010):P. Preiss, R. Friedrich et al: social costs of electricity generation, results from the CASES project, www.feem-project.net/cases

Prof. Dr.-Ing. Rainer Friedrich
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
Abtlg. Technikfolgenabschätzung und Umwelt
Universität Stuttgart
Heßbrühlstr. 49a
D-70565 Stuttgart

Endlagerung von hochradioaktiven Abfällen - internationaler Stand und Perspektiven

H. Geckeis, K. Gompper, B. Kienzler, Karlsruher Institut für Technologie, Institut für Nukleare Entsorgung

Einleitung

Seit vielen Jahren wird in Deutschland sehr kontrovers über die Nutzung der Kernenergie sowie die Endlagerung radioaktiver Abfälle diskutiert. In allen Ländern, die Kernenergie nutzen, stellt der Nachweis der Langzeitsicherheit für die Endlagerung hochradioaktiver, wärmeproduzierender Abfälle gewaltige Herausforderungen dar an Wissenschaft und Technik, aber auch an die Gesellschaft, die beteiligten Genehmigungsbehörden und die Politik. Die hohe Radiotoxizität der hochradioaktiven Abfälle und die langen Halbwertszeiten darin enthaltener Radionuklide führen vielfach zum Eindruck, dass eine sichere Entsorgung nicht möglich ist. Derzeit erfährt dieses Thema erneute Aktualität. Im Frühjahr 2011 wurde von der Bundesregierung der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie in Deutschland bis zum Jahr 2022 als Reaktion auf die Reaktorhavarie im japanischen Fukushima beschlossen. Damit scheint die Frage einer weiteren Kernenergienutzung in Deutschland entschieden. Offen bleibt dagegen die Suche nach einer Entsorgungsoption für die vorhandenen hochradioaktiven Abfälle bzw. nach einem geeigneten Endlagerstandort. Vermehrt werden Rufe nach bewachter Langzeitzwischenlagerung an der Erdoberfläche bzw. oberflächennah oder nach einer Endlagerung mit der Möglichkeit, die Abfälle gegebenenfalls wieder rückholen zu können, laut. Alternativen Entsorgungskonzepten wird oftmals eine größere gesellschaftliche Akzeptanz zugesprochen und sie werden als technisch einfacher machbar und sicherer eingeschätzt als dies bei den derzeit diskutierten geologischen Endlagerprojekten der Fall ist. Im folgenden Text werden Entsorgungskonzepte im Licht der derzeitigen Abfallsituation und der Entsorgungsprojekte in Deutschland und weltweit diskutiert. Dabei liegt der Fokus auf den hochradioaktiven Abfällen, die wegen ihres hohen Radiotoxizitätsinventars besondere Aufmerksamkeit erfordern.

Abfälle und Abfallmengen

Bei der Wiederaufarbeitung abgebrannter Kernbrennstoffe werden nicht verbrauchtes Uran und Plutonium abgetrennt, um sie wieder in sogenannten Mischoxid-Brennelementen zur Stromerzeugung einzusetzen. Dabei fallen unter anderem flüssige hochradioaktive Abfälle an, die neben den Spaltprodukten noch geringe Anteile an Plutonium und Uran sowie die minoren Actiniden Neptunium, Americium und Curium enthalten. Diese Abfälle werden in Tanks gelagert und müssen wegen der beim Zerfall der Radionuklide frei werdenden Wärme und unlöslicher Bestandteile ständig gekühlt und durchmischt werden. Für die sichere Zwischen- und Endlagerung werden diese Abfälle in einem speziellen Hochtemperaturprozess in ein stabiles Glasprodukt (HAW-Glas) überführt und in sogenannte Kokillen gefüllt.

Deutschland

Nachdem 1989 entschieden wurde, in Deutschland keine eigene industrielle Wiederaufarbeitungsanlage zu errichten, schlossen die Kernkraftwerksbetreiber mit den Wiederaufarbeitungsanlagen La Hague in Frankreich und Sellafield in Großbritannien Verträge über die Wiederaufarbeitung von rund 6670 Tonnen Schwermetall (tSM) in Form von abgebrannten Kernbrennstoffen [1]. Bestandteil der Verträge war die Rückführung der verglasten hochradioaktiven Abfälle nach Deutschland.

Im Jahr 2005 wurde die Wiederaufarbeitung in Deutschland gesetzlich verboten. Dies führte dazu, dass abgebrannte Kernbrennstoffe, die wegen ihres Gehaltes an wiederverwendbarem Uran und Plutonium bislang nicht als Abfälle betrachtet wurden, nun in Deutschland als hochradioaktive Abfälle endgelagert werden müssen. Bis Ende 2010 waren in Deutschland aus dem Betrieb der Leistungsreaktoren rund 13.470 tSM als abgebrannter Kernbrennstoff angefallen von denen sich unter Berücksichtigung des zur Wiederaufarbeitung ins Ausland transportierten Anteils (s.o.) rund 6800 tSM in den Zwischenlagern befanden. Mit der Novellierung des Atomgesetzes im August 2011 als Reaktion auf die Ereignisse in Fukushima blieben die sieben ältesten Reaktoren einschließlich des Kernkraftwerks Krümmel endgültig vom Netz. Aus dem Restbetrieb der verbleibenden neun Kernkraftwerke bzw. deren Stilllegung werden noch etwa weitere 4300 Tonnen abgebrannter Kernbrennstoff erwartet, so dass rund 11.100 tSM endgelagert werden müssen [1].

***Tabelle. I**: Prognose des Gesamtanfalls endzulagernder wärmeentwickelnder radioaktiver Abfälle in Deutschland [1].*

Wärmeentwickelnde Abfälle	Menge/Gebinde	Volumen Abfallgebinde (m^3)
aus der Wiederaufarbeitung		
HAW-Glas	3.719 Kokillen	ca. 670
MAW-Glas	600 Kokillen	ca. 110
Kompaktierte Abfälle	4.104 Kokillen	ca. 740
Brennelemente (direkte Endlagerung)		
aus Leistungsreaktoren	11.133 tSM (in Pollux-Behälter)	21.800
aus PKA/IKA*	2.600 Mosaik II Behälter	3.400
aus THTR/AVR**	457 CASTOR-THTR-AVR-Behälter	1.970
aus Forschungsreaktoren	65 CASTOR MTR 2-Behälter	160
Sonstige		
WAK Karlsruhe u.a.	ca. 900 200-Liter-Fässer	1.800
Gesamtsumme		**29.030**

* Pilot-Konditionierungsanlage/Industrie-Konditionierungsanlage
** Thorium-Hochtemperaturreaktor Hamm/Uentrop / Atomversuchsreaktor Jülich

Sowohl HAW-Glas als auch abgebrannter Kernbrennstoff werden im Hinblick auf die Endlagerung wegen ihres hohen Aktivitätsinventars und der damit verbundenen Zerfallswärme als wärmeentwickelnde radioaktive Abfälle eingestuft. Zu dieser Gruppe werden weitere Abfallarten gezählt, darunter Kokillen mit kompaktierten Abfällen und mittelaktivem Glasprodukt aus der Wiederaufarbeitung (MAW-Glas), sowie Brennelemente aus dem Betrieb der Hochtemperaturreaktoren. Die bis zum Ende der Kernenergienutzung prognostizierten Mengen wärmeentwickelnder Abfälle in Deutschland sind in Tabelle I aufgeführt. Bis zum Jahr 2040 werden insgesamt ca. 280.000 m³ schwach- und mittelaktive Abfälle mit vernachlässigbarer Wärmeentwicklung erwartet. Sie werden in dem genehmigten Endlager Konrad endgelagert [1].

Weltweit

Aus dem Betrieb von Kernkraftwerken im Rahmen der friedlichen Nutzung der Kernenergie fielen bis zum Jahr 2010 weltweit rund 340.000 tSM in Form von abgebranntem Kernbrennstoff an. Bezogen auf die Zahl der betriebenen Kernkraftwerke, 2010 waren es weltweit 443 mit einer Gesamtleistung von rund 376 GWe [2], kommen jährlich rund 11.500 tSM dazu. Die Kapazität der weltweit kommerziell betriebenen Wiederaufarbeitungsanlagen liegt bei insgesamt etwa 5.550 tSM pro Jahr. Gegen Ende der 80er Jahre wurde in Deutschland und einigen anderen Ländern unter dem Eindruck der Reaktorunfälle in Harrisburg und Chernobyl sowie wachsender öffentlicher Proteste gegen die Nutzung der Kernenergie von der Wiederaufbereitungstechnologie Abstand genommen und auch der abgebrannte Kernbrennstoff als Abfall betrachtet. Ausnahmen sind derzeit Frankreich, Japan, Großbritannien und Russland, wo weiterhin Plutonium und Uran rezykliert und daraus neuer Mischoxidbrennstoff hergestellt wird. Nur etwa ein Drittel der weltweit anfallenden Mengen an abgebranntem Kernbrennstoff wurden daher bislang wiederaufgearbeitet. Eine Abschätzung für 2020 geht von insgesamt rund 445.000 tSM abgebrannten Kernbrennstoffen aus, wovon etwa 115.000 tSM wiederaufgearbeitet wurden[1] und rund 330.000 tSM sich in Zwischenlagern befinden [3].

Das Prinzip der tiefengeologischen Endlagerung

Seit Beginn der Nutzung der Kernenergie zur Elektrizitätserzeugung wurde über Entsorgungsmöglichkeiten der dabei entstehenden Abfälle nachgedacht. Von vielen Konzepten wie der Entsorgung im Weltall, im Meer, im polaren Eis etc. wurde mittlerweile im Wesentlichen aus Sicherheitsüberlegungen heraus Abstand genommen (siehe auch [4]). Hochradioaktive Abfallarten werden entsprechend den Vorgaben des Deutschen Atomgesetzes in Castorbehältern in zentralen (Gorleben, Ahaus, Lubmin) und dezentralen Zwischenlagern an Kernkraftwerksstandorten aufbewahrt. Zwischenlager sind nicht als endgültiger Entsorgungsweg vorgesehen, sondern wurden für einen befristeten Zeitraum von zunächst 40 Jahren genehmigt. In anderen Ländern wird ähnlich verfahren. Zur endgültigen Entsorgung radioaktiver Abfälle wird von vielen internationalen Organisationen, u.a. der IAEA [5], der OECD/NEA [6], der ICRP [9] und kürzlich auch in einer Richtlinie der Europäischen Kommission [7], die Einrichtung speziell konzipierter

[1] (Die Wiederaufarbeitung von ca. 8 t Magnox- oder 2 t LWR-Brennstoff führt zu etwa 1 Kokille mit HAW-Glas (400 kg) 1)

Endlager empfohlen. Dies können für schwach- und mittelaktive Abfälle oberflächennahe Einrichtungen sein. *Für hoch radioaktive Abfälle (High Level Waste - HLW) besteht weltweit in Wissenschaft und Technik Einigkeit darüber, dass die Endlagerung in tiefen geologischen Formationen die sicherste und ökologisch tragfähigste Option darstellt* (Zitat aus [7]). Dadurch soll bestmöglicher Schutz von Mensch und Umwelt vor den radiotoxischen Bestandteilen dieser Abfälle durch die Minimierung einer Exposition erreicht werden. Als radiologisches Schutzziel schlägt die ICRP eine Beschränkung der durch ein Endlager verursachten Dosis für die Bevölkerung über alle Expositionspfade von 0,3 mSv/a vor, der BMU legt für ein Endlager in Deutschland in seinen Sicherheitsanforderungen [8] eine Beschränkung auf 10 µSv/a fest. Dies soll durch das Prinzip des „Konzentrierens und Einschließens (isolation and containment) [9]“ des Abfalls in einem Endlagersystem mit gestaffelten Barrieren erreicht werden. Als ein herausragender Vorteil der Endlagerung in tiefen geologischen Formationen wird der Aspekt der „passiven Sicherheit“ nach Verschluss des Endlagers gesehen. Dieses Konzept ermöglicht den Nachweis eines Höchstmaßes an Sicherheit für Mensch und Umwelt, ohne dass aktive Maßnahmen wie Überwachung und Sicherung des Lagers erforderlich werden.

Ähnliche Prinzipien gelten übrigens auch für die Entsorgung chemotoxischer Abfälle. Gefährliche Abfälle im Sinne der Deponieverordnung [10] und der TA Abfall [11] sind z.B. schwermetall- (Cd, Cr, Cu, Ni, Pb, As, Hg etc.), cyanid- und dioxinhaltige Stoffe. Die chemische Toxizität solcher Abfälle ist beträchtlich und nimmt im Gegensatz zu radioaktiven Stoffen mit der Zeit nur unwesentlich ab. Sie müssen in Deutschland in Untertagedeponien (Deponieklasse IV) *vollständig im Gestein eingeschlossen abgelagert werden* (Zitat aus [10]), so dass keine Nachsorge erforderlich ist. Die Tatsache, dass Untertagedeponien (500-800 m Tiefe) in Deutschland mit einem Inventar von mittlerweile ca. 3 Mio. Tonnen [12] chemotoxischer Abfälle betrieben werden (allein im Jahr 2009 wurden ca. 100.000 t derartiger Reststoffe in Deutschland deponiert [13]) belegt die technische Machbarkeit einer tiefengeologischen Endlagerung. Anders als für die Ablagerung chemotoxischer Abfälle in Untertagedeponien ist die Akzeptanz für die Endlagerung radiotoxischer Abfälle jedoch in der Öffentlichkeit keineswegs vorhanden. Diese Tatsache weist deutlich darauf hin, dass die Endlagerproblematik zu einem ganz wesentlichen Teil nicht in naturwissenschaftlich-technischen Problemen gründet.

Die Sicherheit eines nuklearen Endlagers ist in einem umfassenden Nachweiswerk zu belegen. Ein kritischer Aspekt besteht darin, dass dies für einen Zeitraum von 1 Million Jahre erfolgen soll. Die Radiotoxizität von abgebranntem Kernbrennstoff ist dann auf ein Niveau unterhalb desjenigen von Natururan abgeklungen. Weiterhin wird eine Prognose für die Entwicklung einer stabilen geologischen Formation über diesen Zeitraum hinweg noch für machbar erachtet. Ein wesentlicher Grund für die Favorisierung der tiefengeologischen Endlagerung gegenüber anderen Entsorgungsoptionen liegt in dieser relativ guten Langzeitprognostizierbarkeit (Abbildung1). Voraussetzung dafür ist die Auswahl einer Formation in einer seismisch ruhigen Region und die ausreichende Mächtigkeit einer solchen Anordnung. Das Auffahren von Hohlräumen für die Endlagerung muss so gering als möglich erfolgen, um die Schutzfunktion der geologischen Barriere nicht zu beeinträchtigen. Alle in Europa diskutierten Wirtsgesteinsformationen für ein Endlager für hochradioaktive Abfälle besitzen nachweisbare Alter von vielen Millionen Jahren (s.u.). Sie liegen mehrere hundert Meter unter der Erdoberfläche, um nach Verschluss einen möglichst großen Schutz vor einem unautorisierten menschlichen Zugriff zu bieten. Massive

Veränderungen, wie sie z.B. durch einen Klimawandel an der Erdoberfläche auftreten, sind in diesen Tiefen nicht zu erwarten. Von allen Teilbereichen eines Endlagersystems, können zum Wirtsgestein die sichersten Aussagen über lange Zeiträume gemacht werden. Zukünftige Veränderungen der oberflächennahen Biosphäre und insbesondere menschlicher Gesellschaftsformen und Lebensgewohnheiten lassen sich dagegen nur mit größten Unsicherheiten bzw. gar nicht vorhersagen.

Der wichtigste Anteil an einem Sicherheitsnachweis für ein Endlager kommt daher der Stabilität der Wirtsgesteinsformation und dem Einschluss des Abfalls zu. Die Isolation der Abfallformen von der Biosphäre muss durch das Wirtsgestein im Zusammenwirken mit geeigneten technischen Barrieren gewährleistet werden. Alle Endlagerkomponenten werden daher so konzipiert, dass ein Wasserzutritt zum Abfall minimiert wird, und vorhandenes Gesteinsporenwasser keinen oder einen nur geringfügigen Austausch mit Grundwasserleitern besitzt. Dadurch wird ein grundwassergetragener Schadstofftransport verhindert bzw. minimiert.

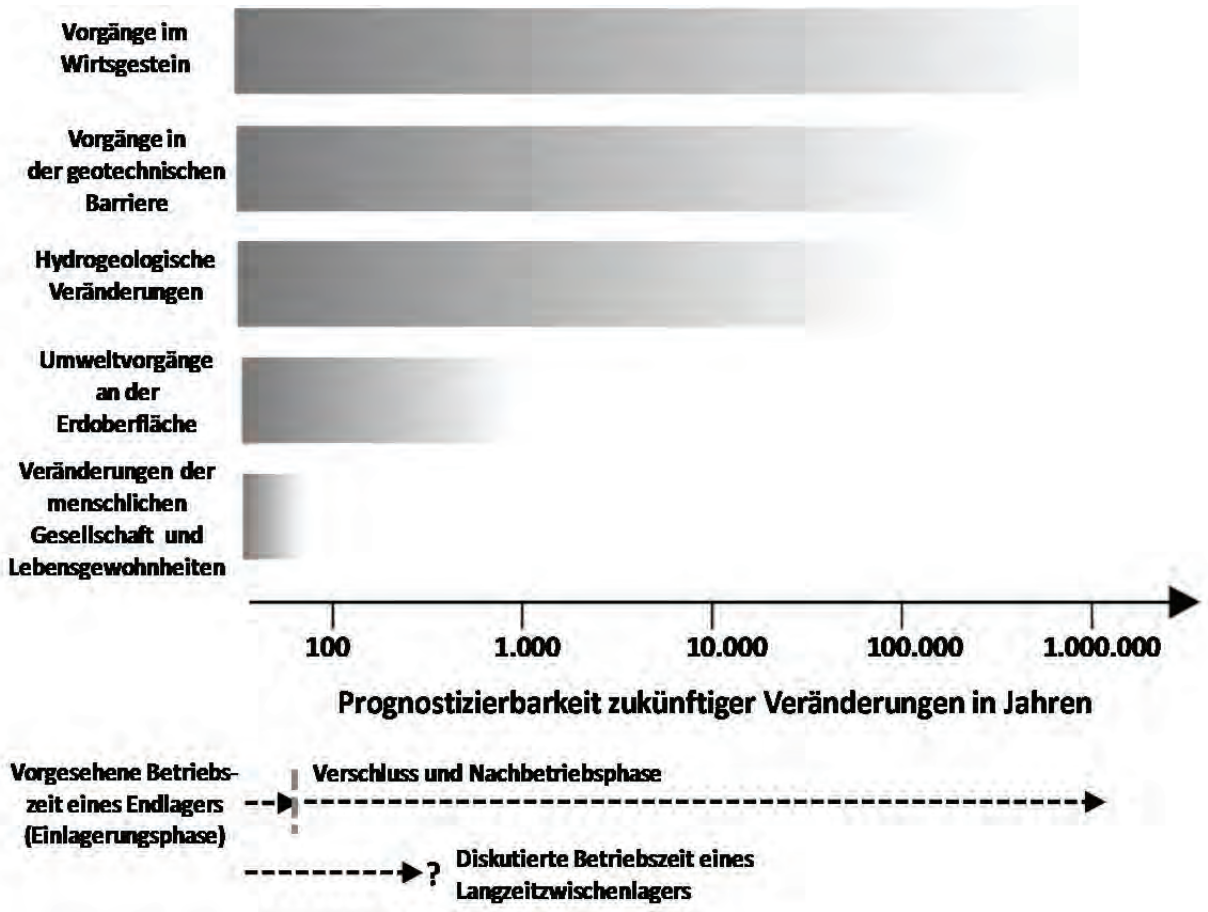


Abbildung 1: *Komponenten eines Endlagersystems, über die im Rahmen eines Sicherheitsnachweises Aussagen zu machen sind, und die Vorhersagbarkeit zu diesen Komponenten in Abhängigkeit von der Zeit; Vergleich mit end-/ bzw. zwischenlagerrelevanten Zeitskalen (modifiziert nach [14]).*

Neben den geologisch-physikalischen Barrierefunktionen der Endlagersysteme, die den weitgehenden Einschluss des Abfalls sowie möglichst geringe Fließgeschwindigkeiten des Grund- und Porenwassers garantieren, üben auch physikalisch-chemische Prozesse eine Barrierewirkung aus. Sie werden dann relevant, wenn Wasser zur Abfallform vordringt. Auch wenn dies in einigen Endlagersystemen als ein weniger wahrscheinliches Ereignis erachtet wird, werden die dabei möglicherweise ablaufenden geochemischen Prozesse untersucht. Um Aussagen zur Rückhaltung oder Freisetzung von Radionukliden in einem Endlagersystem zu erlauben, werden Daten zur Radionuklidlöslichkeit, Komplexierungs- und Redoxreaktionen mit Grundwasserinhaltsstoffen und zur Sorption an Mineraloberflächen benötigt. Sie dienen als Eingangsparameter für geochemische Modelle, die das Radionuklidverhalten im Endlager beschreiben können. Interessant ist, dass Forschungsarbeiten der letzten Jahre gezeigt haben, dass technische Barrieren auch im Falle ihres physikalischen Versagens wichtige chemische Barrierefunktionen besitzen. Ein Beispiel soll das verdeutlichen: Wasserzutritt zu hochradioaktiven Abfällen führt mittel- und langfristig zur Korrosion der Abfallprodukte. Die dabei entstehenden Korrosionsprodukte können Radionuklide binden und damit ihre Mobilisierung wirksam verhindern. Laborexperimenten werden komplementiert mit Studien zum geochemischen Verhalten natürlich vorkommender Radionuklide - etwa in der Umgebung von Uranlagerstätten. Solche Naturbeobachtungen erlauben weitere Rückschlüsse zum Langzeitverhalten einiger Abfallbestandteile. Die so zugänglichen Informationen sind nicht nur für einen bestimmten Endlagerstandort gültig, sondern können auf alle Wirtsgesteinsformationen (Salz, Ton, Kristallingestein) übertragen werden. Dadurch ist auch aus geochemischer Sicht eine wissenschaftlich fundierte Sicherheitsanalyse über die betrachteten sehr langen Zeiträume möglich. Letztendlich werden in einem Langzeitsicherheitsnachweis für ein gegebenes Endlagerprojekt alle Erkenntnisse und Daten gesammelt, und es muss gezeigt werden, dass für alle relevanten Szenarien die Sicherheitsziele erreicht werden.

Ethische Prinzipien legen die Forderung nahe, die Verantwortung für die Endlagerung radioaktiver Abfälle nicht auf zukünftige Generationen zu verschieben und ein möglichst hohes Maß an passiver Sicherheit zu garantieren. Ebenfalls ethisch begründet werden jedoch auch Forderungen nach der „Rückholbarkeit“ des Abfalls aus einem Endlager [15]. Zur Thematik „Rückholbarkeit“ befasste sich der Endlagerausschuss der Entsorgungskommission in einem Diskussionspapier sehr ausführlich [16]. Andere alternative Entsorgungsvorschläge sehen die Einrichtung von Langzeitzwischenlagern vor. Alle Konzepte beinhalten technische Einrichtungen, die für unterschiedliche Zeiträume einen erleichterten Zugang zum Abfall ermöglichen. Sie bestehen darin, Zugangstunnel und Schächte in einem Endlagerbergwerk nach Einlagerung der Abfälle für variable Zeiträume offen zu halten, oder an der Oberfläche bzw. oberflächennah gesicherte Lager zu errichten, die für den Bestimmungszeitraum über einige hundert Jahre gesichert und überwacht werden sollen. Als Gründe werden Sicherheitsbetrachtungen angeführt, die eine Korrektur eines Endlagerprojekts ermöglichen sollen, falls unerwartete Erkenntnisse oder Ereignisse einen gewählten Standort zukünftig als unsicher erscheinen lassen. Andere Argumente zielen dahin, einen zukünftigen leichten Zugriff auf den abgebrannten Kernbrennstoff zu ermöglichen, um ihn mittels dann möglicherweise verfügbaren neuen Technologien wie z.B. Partitioning und Transmutation (P&T) (s. unten) zu behandeln oder als Energiequelle nutzen zu können. Die Zeiträume, für die eine Rückholung vorzusehen ist, variieren von

Jahrzehnten bis zu einigen Jahrhunderten. Alle genannten technischen Konzepte weichen allerdings mehr oder weniger von der Idee einer möglichst baldigen Überführung der hochradiotoxischen Abfälle in einen passiv sicheren Zustand ab. Sie bedürfen daher einer aktiver Sicherungs- und Überwachungsmaßnahmen, die für den beabsichtigen Betrieb sichergestellt werden müssen. Abbildung 2 veranschaulicht Konsequenzen für ein Endlagerprojekt in Abhängigkeit vom Baufortschritt. Die Einrichtung eines Langzeitzwischenlagers würde in diesem Diagramm die Verlängerung der ersten Phase bedeuten. Gegenüber herkömmlichen Zwischenlagern zeichnen sich solche Einrichtungen durch massivere Bauweise aus, wie z.B. dicke Betonwände, die gegen terroristische Angriffe und Flugzeugabstürze sichern sollen. Dennoch muss auch hier eine aktive Über- und Bewachung über gegebenenfalls lange Zeiträume gewährleistet sein. Ein Endlager mit Rückholbarkeitsoption und die Langzeitzwischenlagerung erfordern darüber hinaus die Vorsorge, dass die Überführung der Abfälle in ein endgültig verschlossenes passiv sicheres Endlager schließlich erfolgt. Wie bereits oben diskutiert, sind all diese Maßnahmen immer schwerer zu garantieren, je weiter dieser Zeitpunkt in der Zukunft liegt.

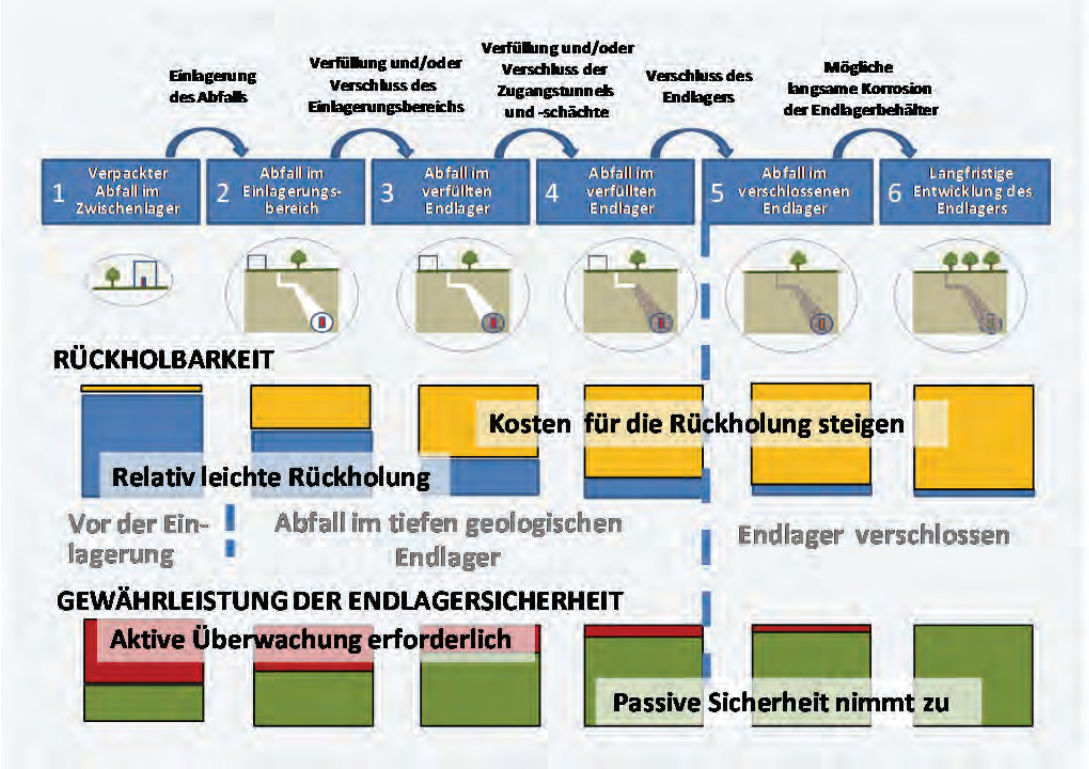


Abbildung 2: *Entwicklung des Aufwands für eine Rückholung radioaktiven Abfalls sowie des Grades an passiver Sicherheit des Endlagers in Abhängigkeit vom Fortschritt der Endlagerung (nach [18]).*

Gemäß den Sicherheitsanforderungen des BMU ist in Deutschland vorgesehen, dass hochradioaktiver Abfall während der rund 50 Jahre dauernden Einlagerungsphase rückholbar gelagert werden muss. Während dieser Zeit können gegebenenfalls auftretende Probleme erkannt und gelöst bzw. im ungünstigen Falle die Entscheidung gefällt werden, dass ein Endlagerstandort aufgegeben werden muss. Aus heutiger Sicht könnten P&T Verfahren während dieses Zeitraums technisch verfügbar werden. Im Gegensatz zur häufig

in den Medien geäußerten Meinung sind Bau eines Endlagers und Entwicklungen zu P&T keinesfalls als konkurrierende, sich ausschließende Projekte zu sehen. Auch im Fall funktionierender P&T Anlagen wird für die verbleibenden Abfälle ein Endlager benötigt werden [17].

Einfluss von Partitioning und Transmutation auf die Endlagerung

Bei der Endlagerung hochradioaktiver Abfälle werden immer wieder der hohe Anteil an langlebigen radiotoxischen Radionukliden, insbesondere Plutonium und die anderen Actiniden, und das damit verbundene Langzeitrisiko thematisiert. International wird deshalb seit einigen Jahren die sogenannte Partitioning und Transmutations-Technologie untersucht. Sie hat das Ziel, langlebige Radionuklide wie die Actiniden Neptunium, Plutonium, Americium und Curium aus abgebrannten Kernbrennstoffen abzutrennen (Partitioning, P) und sie dann gezielt in speziellen Reaktoranlagen durch Reaktionen mit schnellen Neutronen in kurzlebige oder - im Idealfall - stabile Isotope umzuwandeln (Transmutation, T). Der Transmutationsprozess kann in einer unterkritischen Beschleunigeranlage (ADS) oder einem schnellen Reaktor durchgeführt werden. Da die Transmutation nicht vollständig erfolgt, müssen mehrere Zyklen (ca. 5) gefahren werden. Dies bedeutet auch mehrfaches Partitioning und verlangt eine Kernbrennstoffkreislauf-Technologie. Die schließlich verbleibenden und endzulagernden Abfälle hätten, auch unter Berücksichtigung von unvermeidlichen Prozessverlusten, einen deutlich geringeren Anteil an langlebigen Actiniden. Die technische Machbarkeit erscheint nach heutigem Kenntnisstand sowohl für Partitioning als auch Transmutation gegeben. Die industrielle Anwendung der P&T Technologie erscheint aus heutiger Sicht frühestens in 30 Jahren möglich.

Die Anwendung der P&T-Technologie ist nur sinnvoll für abgebrannte Kernbrennstoffe, hochradioaktive Abfälle, wie z.B. HAW-Glas, kämen dafür nicht infrage, da sie nur noch geringe Mengen an Plutonium enthalten ($\leq$ 1%) und die Auflösung der stabilen Glasmatrix technologisch sehr anspruchsvoll wäre [19].

Partitioning und Transmutation der Actiniden hätte unterschiedliche Auswirkungen auf die Endlagerung hochradioaktiver Abfälle. Einige Stichpunkte werden im Folgenden aufgeführt[19-22]:

(i) Aufgrund des niedrigeren Anteils an Actiniden verringert sich die Radiotoxizität des Abfalls nach Zerfall der kurzlebigen Spaltprodukte um bis zu zwei Größenordnungen. So könnte das Radiotoxizitätslevel einer Menge an Natururan, die für die Herstellung frischen Kernbrennstoffs benötigt würde, je nach Effizienz des P&T Prozesses innerhalb von einigen hundert bis wenigen tausend Jahren erreicht werden. Ohne P&T wäre das erst nach deutlich über 100.000 Jahren der Fall.

(ii) Je nach P&T Konzept kann der endzulagernde Abfall nach einer Abklingzeit von ca. 50 Jahren bis zu einem Faktor vier weniger Wärme entwickeln als ohne P&T [22]. Der Wärmeeintrag in das Endlager wäre so niedriger und würde zu einer besseren Ausnutzung des Endlagers bzw. zu einem kleineren Endlager führen.

(iii) Die Inventarverringerung an langlebigen radiotoxischen Actiniden hätte positive Auswirkungen auf einen Langzeitsicherheitsnachweis. Dies gilt insbesondere bei

Berücksichtigung bestimmter Szenarien für die Entwicklung eines Endlagers, wie zum Beispiel die Veränderung der geochemischen Bedingungen, was zu einer höheren Mobilität der Actiniden führen könnte.

(iv) Das geringere Radiotoxizitätsinventar der endgelagerten Abfälle würde im Falle eines zukünftigen ungewollten menschlichen Eindringens in das Endlager (human intrusion), z. B. durch bergbautechnische Maßnahmen, zu einem verringerten Gefährdungspotential führen

(v) Durch P&T der Actiniden würde der Anteil an spaltbarem bzw. waffenfähigem Material in einem Endlager gegenüber der direkten Endlagerung abgebrannter Kernbrennstoffe signifikant verringert. Dadurch wird eine spätere unautorisierte Bergung und Nutzung der Abfälle für militärische oder terroristische Zwecke unwahrscheinlich.

(vi) Durch Prozessverluste während der P&T-Zyklen würde der Anteil langlebiger schwach- und mittelaktiver Abfälle zunehmen. Diese Abfälle müssten auch endgelagert werden.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass, verglichen mit der direkten Endlagerung von abgebranntem Kernbrennstoff, die industrielle Anwendung von Partitioning und Transmutation der Actiniden eine Reihe von Vorteilen durch die signifikante Reduzierung langlebiger radiotoxischer und teilweise spaltbarer Stoffe bietet. Möglicherweise erhöht dies die öffentliche Akzeptanz für ein Endlager. P&T wird aber die geologische Endlagerung nicht ersetzen können. Sie ist weiterhin für die verbleibenden hochradioaktiven Abfälle und die vorhandenen hochradioaktiven Glasprodukte aus der Wiederaufarbeitung unerlässlich.

Wirtsgesteine und Stand internationaler Endlagerprojekte

Wirtsgesteine

In Europa werden als mögliche Wirtsgesteine, die die in der Lage sind, einen langfristigen Einschluss der Abfälle und ihr Fernhalten von der Biosphäre zu gewährleisten, Tongestein, Steinsalz und kristalline Gesteine (z.B. Granit) untersucht. Prinzipiell kann ein sicheres Endlager in allen diesen Wirtsgesteinen errichtet und betrieben werden. Die angewandten Konzepte unterscheiden sich und müssen den spezifischen Eigenschaften des jeweiligen Wirtsgesteins Rechnung tragen, wie z.B. der Wärmeleitfähigkeit oder seiner Durchlässigkeit für Gase und Lösungen, etc. Einige positive und negative Eigenschaften der genannten Wirtsgesteine sind in Tabelle II aufgeführt. Für alle Wirtsgesteine basiert der Sicherheitsnachweis auf dem Multibarrieren Prinzip, dessen wichtigsten Komponenten das Abfallprodukt, die Behälter und das Wirtsgestein selbst darstellen.

Während wegen seiner thermomechanischen Eigenschaften ein vollständiger Einschluss der hochradioaktiven Abfällen in einer Steinsalzformation möglich ist, finden in Tongesteinen fortlaufend Diffusionsprozesse statt, über die ggf. Radionuklide aus dem Endlagerbereich in entferntere Schichten transportiert werden können. In kristallinen Gesteinen finden darüber hinaus druckgetriebene Strömungsvorgänge in Klüften statt. Aus diesen Voraussetzungen ergibt sich, dass die Wahl des Wirtsgesteins wesentlich von seiner Verfügbarkeit bzw. seiner Zugänglichkeit im jeweiligen Land abhängt. So verfügt Deutschland über zahlreiche Steinsalzvorkommen, welche seit den 1960er Jahren als das

bevorzugte Wirtsgestein angesehen wurde [23]. Zurzeit wird außer in Deutschland auch in den Niederlanden, Polen und USA die Option der Endlagerung von hochradioaktiven Abfällen im Wirtsgestein Steinsalz erwogen (Gründung des „Salt Club“ im Rahmen eines „Co-operative Projects“ der „NEA Integration Group for the Safety Case (IGSC)“ am 18-20 Oktober 2011).

***Tabelle II**: Vergleich der Eigenschaften betrachteter Wirtsgesteine*

	Steinsalz	Tongestein	Kristalline Gesteine (Granit)
positive Eigenschaften	Dichtigkeit Plastisches Verhalten (Konvergenz) Wärmeleitfähigkeit Temperaturbelastbarkeit Alter der Salzstöcke Erfahrung	Dichtigkeit Plastisches Verhalten (Quellfähigkeit) Nicht wasserlöslich Hohe Rückhaltung	Stabile Mechanik Hohe mechanische Belastbarkeit Mäßige Wärme-leitfähigkeit Erfahrung
negative Eigenschaften	Wasserlöslichkeit Geringe Rückhaltung Ablösungsvorgänge Aufstieg (ca. 0,02 mm/a)	Geringe Wärmeleit-fähigkeit Geringe Temperaturbelastbarkeit Aufwändiger Bergbau	Wasserführende Klüfte Geringe Rückhaltung Technische Barrieren erforderlich (Bentonit)
Einschluss-Charakteristik	Vollständiger Einschluss (Isolation) möglich	Diffusionskontrollierte Austauschprozesse	Kluftwasserleiter, Matrixdiffusion, Tonbarrieren

Es finden sich in Deutschland neben Steinsalz (Alter ca. 250 Ma) auch hinreichend mächtige Tongesteine (Alter ca. 70 Ma) [24], während Granit in Deutschland häufig tektonisch beansprucht und klüftig ist, wie z.B. im Schwarzwald [25]. Granite in der Lausitz liegen z.T. sehr tief und die vorliegenden Informationen sind eher spärlich. In Schweden und Finnland finden sich nahezu ausschließlich die kristallinen Gesteine des skandinavischen Schildes (Alter ca. 1000 Ma). Seit 1990 wird in China eine Granitformation in der Wüste Gobi auf ihre Eignung untersucht (Beishan area in der Gansu Province [26]).

Im Rahmen eines Untersuchungsprogramms alternativer Wirtsgesteine fanden in Frankreich im Zeitraum von 1991 bis 2006 Arbeiten zu Tongesteinen und granitischen Wirtsgesteinen statt [27]. Letztlich zeigten sich die Tongesteine des Callovo-Oxfordian im

französischen Becken besser geeignet für die Endlagerung. Auch in der Schweiz waren zunächst kristalline Gesteine präferiert [28], später wurden Tongesteine (Opalinuston) in das Auswahlverfahren einbezogen. Belgien verfolgt die Planung der Endlagerung in der „Boom Clay“ Formation. Dieser Ton unterscheidet sich von den in Frankreich und der Schweiz ausgewählten Gesteinen durch seinen hohen Wassergehalt, Gehalt an organischem Material und seiner geringeren Tiefe [29].

In den USA wurde im Jahr 1982 das Gesetz „Nuclear Waste Policy Act“ verabschiedet, welches die Zuständigkeit der Bundesregierung für die Endlagerung hochradioaktiver Abfälle festlegte. Auf Grund dieses Gesetzes wurde 1987 der Standort „Yucca Mountain“ im Wirtsgestein „Tuff“ als alleiniger Standort eines Endlagers für hochradioaktive Abfälle vom Kongress beschlossen. Seit 2009 wurden von der amerikanischen Regierung die Mittel für dieses Projekt so stark gekürzt, dass es praktisch zum Erliegen kam. Im Gegensatz zu den europäischen Endlagerprojekten war geplant die Endlagerung oberhalb des Grundwasserspiegels in der aeroben Zone durchzuführen. Allerdings wäre dieser Standort nach den Kriterien des Arbeitskreises Auswahlverfahren Endlagerstandorte (AKEnd) als nicht geeignet qualifiziert ungeeignet worden, da er sich in der Nähe eines Vulkans befindet [30].

Endlagerstandortauswahlverfahren

Die Ausführungen zeigen, dass durchaus unterschiedliche Wirtsgesteine für die Endlagerung in Frage kommen. Nach der Entscheidung über das Wirtsgestein ist es erforderlich, einen Standort für das Endlager festzulegen. In Deutschland wurde in den 1970er Jahren der Standort „Gorleben“ über einem Salzstock ausgewählt, wobei die Auswahlkriterien ursprünglich die Errichtung eines Entsorgungszentrums mit der Wiederaufarbeitung abgebrannter Kernbrennstoffe und die Brennelementfabrikation im Blickfeld hatten. Dieses Konzept wurde aber aus politischen Gründen als nicht durchsetzbar erachtet und bald wieder aufgegeben. Ein Vorschlag zu einem neuen Auswahlverfahren wurde 2002 von einem interdisziplinär zusammengesetzten Arbeitskreis (AKEnd) dem BMU übergeben, allerdings bislang nicht weiter verfolgt [30]. Eine endgültige Entscheidung über den Standort steht aus und im November 2011 haben sich der BMU und die zuständigen Landesminister auf die Verabschiedung eines Standortauswahlverfahrens innerhalb von 2 Jahren verständigt.

In der Schweiz wurde 2008 ein Verfahren zur Standortwahl „Sachplan geologische Tiefenlager“ verabschiedet. Dieses ist ein Instrument der Bundesregierung zur Regelung und Durchführung der Standortwahl für geologische Tiefenlager in der Schweiz. Der Sachplan legt die Verfahrensschritte und Kriterien für das Auswahlverfahren fest und regelt die regionale Mitwirkung der Bevölkerung. Für die Auswahl hat die Sicherheit erste Priorität, daneben spielen aber auch sozioökonomische und raumplanerische Aspekte eine wichtige Rolle.

In Schweden ist das Auswahlverfahren in den schwedischen Umweltgesetzen verankert. Dort wurde auch der Begriff "bestmöglicher Standort" eingeführt, obwohl die Standortentscheidung letztlich aufgrund einer Reihe von Auswahlkriterien getroffen wurde [31]. Seit 1995 wird eine Strategie verfolgt, die auf einer Kombination von geologischen Kriterien und der freiwilligen Teilnahme von Gemeinden mit geeigneten Bedingungen basiert. Im Juni 2009 wählte die schwedische Waste Management Organisation SKB die

Gemeinde Forsmark als Standort für ein Endlager für abgebrannte Kernbrennstoffe aus. Aufgrund des Kernenergiegesetzes wurde in Finnland 1994 Posiva Oy mit dem Ziel gegründet, die Endlagerung durchzuführen und die entsprechende Forschung gewährleisten. Von 1983 bis 1985 fand eine Bewertung von ganz Finnland und bis 1992 eine vorläufige Standorterkundung statt. Als Ergebnis wurden 4 mögliche Standorte vorgeschlagen, von denen Olkiluoto in Eurajoki ausgewählt wurde. Zurzeit ist dort der Bau der untertägigen Anlagen im Gange (www.posiva.fi).

In Kanada wurden bis 2006 eine tiefe Granitformation bezüglich der HAW Endlagerung untersucht und darin auch ein Untertagelabor errichtet. Dies wurde mittlerweile aufgegeben. Im Jahr 2007 wurde das sogenannte "Adaptive Phased Management" für abgebrannten Kernbrennstoff beschlossen, welches neben der Auswahl eines Standortes im Kanadischen Schild die Entwicklung von großen Infrastrukturprojekten in den betroffenen Gemeinden beinhaltet. Zurzeit liegen von mehreren (8) Gemeinden Anträge auf weitere Erkundung vor (www.nwmo.ca). Die endgültige Festlegung eines Standortes wird etwa 10 Jahre Forschungs- und regulative Arbeiten beanspruchen.

In Japan kommen sowohl kristalline als auch Tongesteine für die Aufnahme von wärmeproduzierenden Abfällen in Frage. Ähnlich wie in Kanada wurde in Japan auch die Freiwilligkeit einer Gemeinde zur Aufnahme des Endlagers in den Vordergrund gestellt. Im Jahr 2002 verschickte die zuständige japanische Organisation NUMO entsprechende Anfragen an alle 3239 Gemeinden in Japan. Bisher gab es nur eine Anmeldung, die aber wieder zurückgenommen wurde (www.numo.or.jp/en/).

Im Juli 2011 unterzeichnete der russische Präsident Medvedev das Gesetz der Russischen Föderation "On Management of Radioactive Waste", welches in der Duma über einen langen Zeitraum beraten worden war. Dieses Gesetz führt eine Klassifizierung der Abfälle ein und definiert Normen und Regeln. Es beinhaltet weiterhin Vorschriften zum Umweltschutz und zur Rolle von *Rosatom Nuclear Energy State Corporation (*eng.kremlin.ru/acts/2567). Planungen für die Endlagerung hochradioaktiver Abfälle laufen für die Standorte Tomsk und Krasnoyarsk (kristalline Gesteine [32]) und für Mayak, wo bis zum Jahr 2030 ein Endlager errichtet werden soll. Die regionale geologische Situation in der Umgebung von Mayak ist nicht optimal, aber es finden sich hinreichend große Areale, die nur wenig durch tektonische Vorgänge und Heterogenitäten gekennzeichnet sind, eine geringe Porosität aufweisen und durch geringpermeable Schichten voneinander getrennt sind [33].

Einlagerungskonzepte

In Deutschland wurden für hochradioaktive Abfälle zwei unterschiedliche Einlagerungskonzepte in einem Endlagerbergwerk entwickelt. Dieses sind die Lagerung in vertikalen Bohrlöchern bzw. die Lagerung in horizontalen Strecken. Bei der Bohrlochlagerung wurde dem Abfallbehälter keine Bedeutung zuerkannt, man ging davon aus, dass durch die Konvergenz des Steinsalzes der Ringspalt im Bohrloch innerhalb weniger Jahre verschlossen sei und somit die vollständige Isolation der Abfälle stattfindet. Durch die große vertikale Dimension der Salzstöcke waren Bohrlochtiefen bis 300 m in der Diskussion. Für die Streckenlagerung sind dickwandige Behälterkonzepte (POLLUX) vorgesehen. Es ist offensichtlich, dass durch die Bohrlochlagerung der Wirtsgesteinskörper

auch in der dritten Dimension ausgenutzt werden kann und die Fläche des Endlagers (foot print) deutlich geringer ist.

Die vertikale Bohrlochlagerung schließt sich im Falle von Tongesteinen i.A. aus, da die Mächtigkeiten dieser Gesteinsschichten nur ca. 100 m betragen. Daher werden für die Endlagerung hochradioaktiver Abfälle in Tongesteinen nur die Streckenlagerung (Schweiz und Belgien) oder die Lagerung in horizontalen Bohrlöchern (Frankreich) verfolgt. In den Tonkonzepten sollen dickwandige Behälter verwendet werden bis hin zum Supercontainer Konzept in Belgien, das neben einer Verpackung der Abfälle in Stahlbehältern eine zusätzliche Ummantelung mit Beton vorsieht [34]. In Schweden und Finnland wird das KBS-3 Konzept verfolgt, welches Folgendes beinhaltet: 12 SWR Brennelemente werden durch Stege voneinander getrennt in einen Stahlbehälter eingesetzt und der Stahlbehälter in einen Overpack aus Kupfer mit 50 mm Wandstärke verpackt. Kupfer ist unter den anaeroben Bedingungen granitischer Grundwässer thermodynamisch stabil und korrodiert praktisch nicht. Im Endlager sollen diese Behälter in vertikale Bohrlöcher (8 m tief, 2 m Durchmesser), die mit kompaktiertem Bentonit ausgekleidet sind, gelagert werden. Der Bentonit soll den Zutritt von Grundwasser aus dem (klüftigen) Granit zum Behälter verhindern.

Wärmeproduktion

Hochradioaktive Abfälle und abgebrannte Brennelemente entwickeln Wärme, die im Endlager durch Wärmeleitung durch das Versatzmaterial um die Abfallbehälter und das Wirtsgestein abgeführt werden muss. Die verschiedenen Wirtsgesteine weisen unterschiedliche thermische Eigenschaften auf, denen die Endlagerkonzepte Rechnung tragen müssen. Während Steinsalz thermisch hoch belastbar ist und eine der höchsten Wärmeleitfähigkeiten natürlicher Gesteine aufweist, sind Tongesteine weniger belastbar. Hierbei spielt die Tatsache eine wesentliche Rolle, dass Wasser ein inhärenter Bestandteil dieser Mineralphasen ist. Aus diesem Grund wurden vorgeschlagen, die maximalen Temperaturen, die aus der Wärmefreisetzung resultieren, auf 200°C im Steinsalz und etwa 100°C in Ton- bzw. granitischen Gesteinen zu begrenzen. Diese Begrenzung kann durch entsprechend lange Zwischenlagerzeiten oder durch geringeren Wärmeeintrag pro Volumeneinheit im Endlager eingehalten werden. Rechnungen zeigten, dass der foot print eines Endlagers in einem Tongestein nahezu 10 mal größer ist als im Salzgestein (bei gleicher Zwischenlagerzeit und gleichem Lagerkonzept).

Rückholbarkeit

Bis 2010 war die Rückholbarkeit der Abfälle aus einen Endlager in Deutschland nicht vorgesehen. Seit der Publikation der Sicherheitsanforderungen [8] ist vorgesehen, dass die Endlagerung so durchgeführt wird, dass alle Abfälle während der Betriebsphase des Endlagers jederzeit zurückgeholt werden können. Zusätzlich wird ein Nachweis gefordert, dass der Behälter über einen Zeitraum von 500 Jahren handhabbar ist, um prinzipiell auch nach Verschluss des Endlagerbauwerks die Abfälle bergen zu können. Diese Vorgaben stellen besondere Anforderungen an die Endlagertechnik, die Behälter und die Bereitstellung von entsprechenden Ressourcen. Die Rückholbarkeit der Abfälle wird in Frankreich über einen Zeitraum von 200 Jahren ebenfalls gefordert. Auch im amerikanischen Yucca Mountain Project wurde eine Rückholbarkeit betrachtet, wobei sich die Vorkehrungen nur auf den Verzicht auf die Verfüllung der Lager- und Zugangsstrecken

erstreckten. In der Schweiz soll die Rückholbarkeit der hochaktiven Abfälle bei der Auslegung eines Tiefenlagers eingeplant werden. Die technische Machbarkeit muss vor der Inbetriebnahme des Lagers nachgewiesen und in Versuchen im Maßstab 1:1 demonstriert werden. Wird während des Einlagerungsbetriebs oder der anschließenden Beobachtungsphase vor dem Verschluss des Lagers beschlossen, die Abfälle zurückzuholen, wird davon ausgegangen, dass dies mit geringem Aufwand möglich ist. Zu einem späteren Zeitpunkt wird der Aufwand grösser, weil die Zugangstunnels zu den Lagerstollen wieder geöffnet werden müssen. Als ein Grund für die Rückholung ist die mögliche zukünftige Nutzung von Uran und Plutonium als Energiequelle (www.nagra.ch). Auch im schwedischen Konzept besteht eine Rückholbarkeitsoption. SKB demonstrierte in einem Test, dass die Rückholung eines Abfallbehälters, der allerdings keinen wärmeproduzierenden Abfall enthielt, prinzipiell durch eine in-situ Aufschlämmung der Bentonitbarriere technisch möglich ist.

Bislang hat sich nur ein einziges Land für die Langzeitzwischenlagerung hochradioaktiver Abfälle entschieden. Die Niederlande betreibt seit 2003 in Borssele, Zeeland eine solche Anlage (http://www.covra.nl). Hier werden verglaste Abfälle aus wiederaufgearbeitetem Brennstoff, die in zwei mittlerweile stillgelegten Kernkraftwerken und einem im Betrieb befindlichen Reaktor für 100 – 300 Jahre zwischengelagert. Kürzlich hat eine von der US Regierung eingesetzte Kommission („blue ribbon commission“ – www.brc.gov), die sich mit zukünftigen Entwicklung der Kernenergie in den USA befassen soll, ebenfalls ein solches Konzept vorgeschlagen.

Auf die Problematik von Rückholbarkeitskonzepten und Langzeitzwischenlagerung wurde bereits oben eingegangen.

Sicherheitsanalysen

In allen Endlagerkonzepten steht die Langzeitsicherheit an erster Stelle. Gemeinsam an der Nachweisführung ist allerdings, dass eine Endlagersicherheitsanalyse keine Vorhersage der Endlagerentwicklung beinhaltet, sondern auf Basis von Eigenschaften, Ereignissen und Prozessen (FEP) bestimmte Entwicklungsszenarien analysiert werden. Die weitere Nachweisführung ist allerdings in den verschiedenen Ländern unterschiedlich. In Deutschland ist im Atomgesetz das Planfeststellungsverfahren als Basis einer Genehmigung definiert, wobei die Strahlenschutzverordnung und das Bundesberggesetz zu berücksichtigen sind. Die standortspezifische Sicherheitsanalyse beinhaltet die Analyse definierter Auslegungsstörfälle und die Analyse der Robustheit des Endlagersystems. Diese erstreckt sich auf die Integrität des einschlusswirksamen Gebirgsbereichs über einen Zeitraum von einer Million Jahre, die Bildung bzw. Existenz von sekundären Wasserwegsamkeiten oder das Vorhandensein von Porenwasser und dessen (Nicht-) Teilnahme am hydrogeologischen Kreislauf, sowie auf Dilatanzfestigkeiten, Fluiddrücke und die Temperaturentwicklung. Wie bereits oben erwähnt darf die radiologische Langzeitaussage eine zusätzliche effektive Strahlenbelastung von 0.01 mSv/a für die wahrscheinlichen bzw. 0.10 mSv/a für weniger wahrscheinliche Entwicklungen nicht überschreiten [8]. In den Sicherheitsanforderungen wird auch vorgegeben, dass die Analysen auf deterministischen Rechnungen auf der Basis realitätsnaher Modellierung erfolgen sollen.

Ein völlig anderes Nachweiskonzept wurde in den USA für Yucca Mountain angewandt. Hier wurde die „Total System Performance Analysis“ (TSPA) benutzt. Diese Analyse basiert auf dem Design des Endlagers und den erforderlichen wissenschaftlichen Daten und Analyse. TSPA beschreibt das Verhalten des Endlagers mittels wahrscheinlichkeitsbasierten Methoden. Die Bewertung der Langzeitsicherheit erfolgt auf der Basis von Risiken. Zunächst erstreckte sich die Analyse nur über einen Zeitraum von 10000 Jahren [35]. Als Ergebnis von Gerichtsurteilen wurde dieser Zeitraum bis zum Auftreten der maximalen Dosis verlängert.

In den meisten Ländern werden Kombinationen von deterministischen und probabilistischen Verfahren angewandt. Die Bewertung der berechneten Dosisbelastung erfolgt in den meisten Ländern auf der Basis des Risikos. Unter Annahme einer definierten Dosis-Wirkungsbeziehung kann eine Individualdosis in ein Risikoäquivalent umgerechnet werden. International werden Umrechnungsfaktor zwischen 0,05 pro Sv und 0,073 pro Sv verwendet. Die Umrechnungsfaktoren unterscheiden sich vor allem darin, welche schwerwiegenden Beeinträchtigungen der menschlichen Gesundheit sie als Wirkung betrachten und wie sie die verschiedenen Wirkungen wichten [36].

Schlußfolgerungen

Die verantwortungsvolle Entsorgung insbesondere hochradioaktiver Abfälle in einer Art und Weise, die ein Höchstmaß an Sicherheit für Mensch und Umwelt bietet, ist eine Notwendigkeit für alle Länder, die Kernenergie nutzen oder in der Vergangenheit genutzt haben. Sie ist auch in Deutschland eine nationale Aufgabe, die unabhängig von der Bewertung der Kernenergie als Energiequelle bewältigt werden muss. Die übereinstimmende Einschätzung vieler nationaler und internationaler Gremien und Fachorganisation weist der tiefengeologischen Endlagerung das höchste Sicherheitspotential zu. Alternative Entsorgungsvorschläge wie Langzeitzwischenlagerung oder technische Konzepte, die die langfristige Rückholbarkeit von Abfällen aus einem Endlager ermöglichen, müssen vor diesem Hintergrund sorgfältig diskutiert werden. Insbesondere der Aspekt der passiven Sicherheit eines gut konzipierten und ordnungsgemäß verschlossenen geologischen Endlagers wiegt schwer und ist von Alternativkonzepten in diesem Maße schwerlich zu erbringen. P&T kann einen wichtigen Beitrag zur deutlichen Reduzierung des hohen Radiotoxizitätsinventars verursacht durch Transuranelemente im Abfall nach einigen hundert Jahren leisten. Die möglichen Auswirkungen auf Mensch und Umwelt bei bestimmten Freisetzungsszenarien, z.B. im Falle unbeabsichtigten menschlichen Eindringens, werden geringer und das Endlager daher sicherer. Dafür wird allerdings der Betrieb entsprechender kerntechnischer Anlagen erforderlich und die Endlagerung verbleibender Abfälle bleibt dennoch notwendig, möglicherweise jedoch von der Bevölkerung eher akzeptiert. Die Einschätzung, dass die Entsorgung hochradioaktiver Abfälle nicht sicher zu bewerkstelligen ist, kann nicht geteilt werden. Der sichere Betrieb von Untertagedeponien für chemotoxische Abfälle beweist das Gegenteil. Ein Blick ins benachbarte Ausland zeigt darüber hinaus, dass auch ein Endlager für hochradioaktive Abfälle in Abstimmung mit der Bevölkerung realisiert werden kann. Sicherheitsanalysen für solche Endlagerkonzepte zeigen, dass selbst unter der Annahme ungünstiger Entwicklungen eine mögliche Strahlenexposition der Bevölkerung durch ein optimiertes Endlager deutlich unter den jeweils geltenden Schutzzielen liegen wird.

Literatur

[1] Bundesamt für Strahlenschutz (201); http://www.bfs.de/de/endlager/abfaelle/prognose.html

[2] atw International Journal for Nuclear Power, Vol. 55, 36 (2011)

[3] IAEA-TECDOC-1587 (2008)

[4] Brasser, T., Droste, J., Müller-Lyda, I., Neles, J., Sailer, M., Schmidt, G., Steinhoff, M., Endlagerung wärmeentwickelnder radioaktiver Abfälle in Deutschland, Öko-Institut e.V., GRS, GRS-247, 2008

[5] International Atomic Energy Agency (IAEA), OECD-Nuclear Energy Agency: Geological Disposal of Radioactive Waste. - Safety Requirements WS-R-4, Vienna, 2006.

[6] OECD-NEA Radioactive Waste Management Committee: „Collective Statement on Moving Forward to Geological Disposal of Radioactive Waste“, ISBN 978-92-64-99057-9.

[7] RICHTLINIE DES RATES über die Entsorgung abgebrannter Brennelemente und radioaktiver AbfälleSEK(2010) 1290 / SEK(2010) 1289 2010/0306 (NLE)

[8] Sicherheitsanforderungen an die Endlagerung wärmeentwickelnder radioaktiver Abfälle; Endfassung des Bundesumweltministeriums, 30.09.2010 (http://www.bmu.de)

[9] ICRP PUBLICATION, Radiological Protection in Geological Disposal of Long-Lived Solid Radioactive Waste, Draft July 21, 2011

[10] Verordnung über Deponien und Langzeitlager (Deponieverordnung - DepV), DepV, Ausfertigungsdatum: 24.07.2002

[11] Gesamtfassung der Zweiten allgemeinen Verwaltungsvorschrift zum Abfallgesetz (TA Abfall), AbfR 4.1.2, 12. März 1991 (GMBl. S. 139)

[12] http://www.ks-entsorgung.com

[13] Statistisches Bundesamt, Fachserie 19 Reihe 1, Umwelt, Abfallentsorgung 2009

[14] OECD/NEA, The Handling of Timescales in Assessing Post-closure Safety - Lessons Learnt from the April 2002 Workshop in Paris, France, OECD 2004, NEA No. 4435

[15] Deutschlands Energiewende – Ein Gemeinschaftswerk für die Zukunft; vorgelegt von der Ethik-Kommission: Sichere Energieversorgung, Berlin, den 30. Mai 2011 (www.bundesregierung.de)

[16] http://www.entsorgungskommission.de/

[17] Potential Benefits and Impacts of Advanced Fuel Cycles with Actinide Partitioning and Transmutation (WPFC/TFPT), OECD 2011, NEA No. 6894

[18] http://www.nea.fr/rwm/rr

[19] French R&D on the Partitioning and Transmutation of Long-Lived Radionuclides - An International Peer Review of the 2005 CEA Report, OECD-NEA No. 6210 (2006)

[20] Implications of Partitioning and Transmutation in Radioactive Waste Management, Technical reports series no. 435, IAEA (2004)

[21] M. Salvatores, H. Geckeis, K. Gompper, J. Marivoet, J.F. Milot, H. Oigawa, A. Saturnin, T. Taiwo, R. Wigeland, A. Zaetta. NSC-WPFC Task Force on Potential Benefits and Impacts of Advanced fuel Cycles with Actinide Partitioning and Transmutation (WPFC/TFPT). Proceedings of GLOBAL 2011, Makuhari, Japan, Dec. 11-16, 2011

[22] Advanced Nuclear Fuel Cycles and Radioactive Waste Management, OECD 2006, NEA, No. 5990

[23] Kockel, F. and P. Krull (1995). Endlagerung stark wärmeentwickelnder radioaktiver Abfalle in tiefen geologischen Formationen Deutschlands: Untersuchung und Bewertung von Salzformationen. Hannover, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe.

[24] Hoth, P., H. Wirth, et al. (2007). Endlagerung radioaktiver Abfälle in tiefen geologischen Formationen Deutschlands: Untersuchung und Bewertung von Tongesteinsformationen. Hannover, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR).

[25] Bräuer, V. (1994). Endlagerung stark wärmeentwickelnder radioaktiver Abfalle in tiefen geologischen Formationen Deutschlands: Untersuchung und Bewertung von Regionen in nichtsalinaren Formationen. Hannover, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe.

[26] Wang, J. (2010). "High-level radioactive waste disposal in China: update 2010." Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering 2(1): 1-11.

[27] ANDRA (2005). Dossier 2005 Argile, Tome: Évolution phénoménologique du stockage géologique.

[28] NAGRA (1985). Project Gewähr 1985. Nuclear waste management in Switzerland: Fesability studies and analysis, NAGRA Project Report.

[29] Bernier, F., G. Volckaert, et al. (1997). "Suction-controlled experiments on Boom clay." Engineering Geology 47: 325-338.

[30] AkEnd (2002). Auswahlverfahren für Endlagerstandorte: Empfehlungen des AkEnd – Arbeitskreis Auswahlverfahren Endlagerstandorte.

[31] Bråkenhielm, C. R. (2010). The Swedish Process for Selection of a Site for Localization of a Depository for High Level Nuclear Waste. WM2010 Conference, March 7-11, 2010, Phoenix, AZ.

[32] Kudryavtsev, E. G., I. V. Gusakov-Stanyukovich, et al. (2009). Construction of a Deep Geological Disposal Facility for Final Isolation of High-Level Waste in the Nizhnekansky Rock Massif (Krasnoyarsk region), IAEA.

[33] Smith-Briggs, J. L. and et al. (2000). Assessment of situation and disposal concepts for radioactive waste arisings from reprocessing operations in Chelyabinsk-65 (Mayak).

[34] Bel, J., A. V. Cotthem, et al. (2005). Construction, operation and closure of the Belgian repository for long-lived radioactive waste. 10th International Conference on Environmental Remediation and Radioactive Waste Management ICEM 2005), Glasgow, UK.

[35] EPA (2001). 40 CFR Part 197: Public Health and Environmental Radiation Protection Standards for Yucca Mountain, NV; Final Rule. USA, Environmental Protection Agency.

[36] International Commission on Radiological Protection (ICRP): Biological and Epidemiological Information on Health Risks Attributable to Ionising Radiation: A Summary of Judgements for the Purposes of Radiological Protection of Humans, Committee 1 Task Group Report: C1 Foundation Document (Annex A of Main Recommendations), 12/180/06, 16.02.2006

Prof. Dr. Horst Geckeis,
Karlsruher Institut für Technologie
Institut für Nukleare Entsorgung
Postfach 3640
D-76021 Karlsruhe

Nuclear Waste Tansmutation: Status and Perspectives for Accelerator Driven Systems (ADS) in Europe

Alex C. Mueller, Institut National de Physique Nucléaire et de Physique, CNRS, Paris, France

Abstract. While a considerable and world-wide growth of the nuclear share in the global energy mix is desirable for many reasons, there are also, in particular in the "old world" major objections. These are both concerns about safety, in particular in the wake of the Fukushima nuclear accident and concerns about the long-term burden that is constituted by the radiotoxic waste from the spent fuel. With regard to the second topic, the present article will present the concept of Partitioning & Transmutation (P&T), as scientific and technological answer. Deployment of P&T may use dedicated "Transmuter" or "Burner" reactors, using a fast neutron spectrum. For the transmutation of waste with a large content (up to 50%) of (very long-lived) Minor Actinides, a sub-critical reactor, using an external neutron source is a most attractive solution. It is constituted by coupling a proton accelerator, a spallation target and a subcritical core. This promising new technology is named ADS, for accelerator-driven system. The present paper aims at a short introduction into the field that has been characterized by a high collaborative activity during the last decade in Europe, in order to focus, in its later part, on the MYRRHA project as the European ADS technology demonstrator.

Introductory remarks

Several authors in this session have underlined, that an important aspect of sustained growth is the long-term availability of energy resources and their environmental impact.

Current scenarii typically predict a doubling of the world's primary energy need for 2050. Yet, on the other hand, an environmental policy is required, that would ensure a major reduction in emissions of green-house gases in order to combat climate change. However, in order to be based on scientific reasoning, a condition for real effectiveness, such a policy has to rely, for each energy-producing system, on a thorough scientific life-cycle analysis [1] of the total environmental impact.

Such studies (see, e.g. [2], [3]) conclude on the attractiveness of nuclear power with respect to its very small CO_2 (and other greenhouse gas) emissions. Reference [3], e.g., quotes a range between 10 – 130 g/kWh$_{elec}$ from various studies[1], substantially lower than that of any fossil-fuelled power technology for electricity production, and in favourable competition with other "renewable" technologies.

It is an established fact that the amount of CO_2 yearly avoided in the past by the use of nuclear power in Europe has is about 900 million tonnes (e.g. European Commission [6]),

[1] Note that the work by Leeuwen and Smith [4], that gave the highest values, is generally criticized because of its underlying, debatable and sometime inconsistent, assumptions, e.g. by [5].

i.e. roughly equivalent to the present emissions of the whole transport sector. Not only may one express the fear that a pre-mature phase-out will of nuclear energy will strongly increase these emissions (because of strongly increased coal consumption as in Germany), but one also may advocate that it is rather unlikely to reach the 2020 EU CO_2 reduction target of 20% without a considerable increase of the nuclear share in the mix of the energy-generating systems. Here is not the place to discuss such statements in more detail. Conscious of the fervent debate that is presently taking place, also in the wake of the Fukushima nuclear accident, the author would rather concur with those that consider that constants of nature and laws of thermodynamics cannot be altered by politically decreeing changes of paradigms[2].

However, the present paper is devoted to (only) address issues on the long-term environmental burden of nuclear waste from the present-"generation-2" (and immediate-future "generation-3") reactors[3]. Indeed, at the time of writing, i.e. 6 months after the Fukushima accident, one counts 62 of such reactors under construction and 155 more projected. It is in this global context that the prospect of "Partitioning and Transmutation" that will be described in the next chapter could play an important role, noting in passing the fact that about 2500 tons of spent fuel are produced every year by the reactors of the European Union [8].

Finally, for the horizon of, say 2040 for an industrial deployment, a large international effort is presently made on the "generation-4" nuclear reactors that aim to comply in an ideal way to the criteria of sustainability[4], safety, reliability, and proliferation resistance.

The rationale for partitioning and transmutation

Partitioning and Transmutation of nuclear waste implements the principle of sustainable development in a rather general way: *separating out* of the spent fuel (partitioning) the radiotoxic components for *recycling* them (transmutation) in a way to minimize their toxicity and recover their contained energy in a useful way, in other words, minimizing potential health hazards while optimizing benefit for society.

Partitioning and Transmutation principally addresses the elements beyond Uranium that were generated (through a combination of successive neutron captures and radioactive decays, see fig.1 and its detailed caption) in a fission reactor, i.e. the actinides Neptunium, Plutonium, Americium and Curium[5]. Table 1 shows, for some of the relevant isotopes their half life and their accumulated amount for "typical spent fuel" from a 1000 MW_{el} LWR, fuelled by Uraniumoxide, and discharging yearly 23 tons (of heavy elements). Recycling

---

[2] Keil, e.g. [7], has published a somewhat passionate study that is using a large amount of factual and quantitative information, which the present author may recommend to the interested reader.

3 These are mainly light water reactors LWR, which using (mostly) pressurized "natural" water for cooling and moderation.

4 Sustainability means here in particular that the energy content of the (natural) Uranium and of the "breaded" heavier elements is fully exploited. This requires so-called "fast" (i.e. not moderated) "generation-IV" reactors, since the fission of these species is essentially induced by the fast part of the neutron spectrum. See section 3 for more and also some quantitative information.

5 Note that it could also be of interest to minimize the amount of the (long-lived) fission products Iodine and Technetium.

these actinides in a fast neutron spectrum will transmute them through fission in predominantly short-lived fission products; see for more details the subsequent section in this paper.

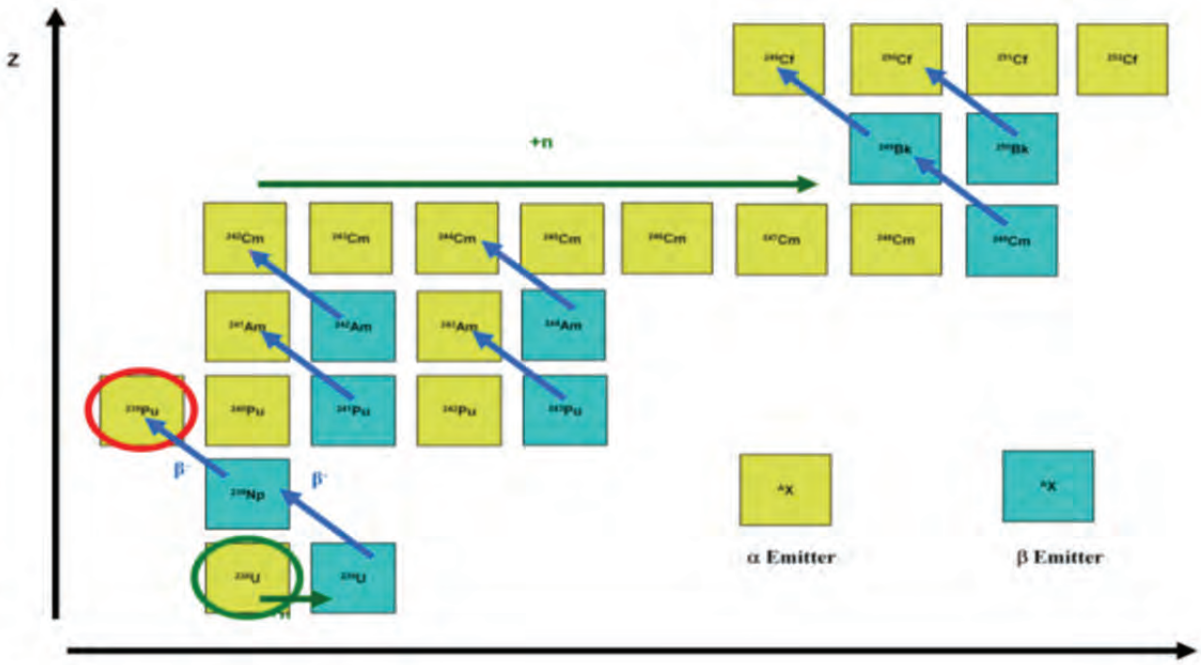


***Fig. 1**: Neutrons from the fissioning isotope ^{235}U of the fuel are captured, (e.g.), by the isotope ^{238}U. The produced ^{239}U will transform, trough two subsequent and rapid -decays into ^{239}Pu: ^{239}U has half-life of 23 min and ^{239}Np one of 2.4 days. Similarly, the isotopes of actinides with higher atomic number are synthesized. Note in passing that most countries will not consider the "breeded" ^{239}Pu, fissionable in LWR (in contrast to most of other actinides) as waste, but as most valuable energy resource. Indeed, "partitioning" of ^{239}Pu through the chemical reprocessing of the spent fuel, and adding it to fresh uranium fuel is the basis of the MOX (mixed-oxide) nuclear fuel-cycle depicted in figure 3b.*

Under the assumption of a reasonable separation efficiency (99.9% for U and Pu, 99% for the minor actinides), the amount of trans-uranium elements sent to a final disposal is reduced by more than 2 orders of magnitude by partitioning and transmutation. The benefit with regard to radio-toxicity has been highlighted e.g. in [8] comparing it to uranium mines as reference: whereas the waste from an open fuel cycle needs about 10^6 y to reach the "natural" toxicity level, that value is reached in a few hundred years by the fuel-cycle closure from partitioning and transmutation.

The substantial reduction of the actinides beyond Uranium strongly affects the *(long-term)* thermal behavior of the ultimate waste for a final disposal. The *initial* heat load is mainly due to the decay of the fission fragments Cesium and Strontium, which have rather short half lives, about 30 years. Thus an interim storage (or a separation of Cs and Sr) for hundred years, combined with partitioning and transmutation of the minor actinides would

greatly enhance the capacity of a deep geological (i.e. granite or clay) repository, or, reasoning globally, considerably reduce the required number of sites by about an order of magnitude[6].

Isotope	Half live	Amount in kg/t
237Np	2.1 My	0.65
238Pu	87.7 y	0.23
239Pu	24.1 Ky	5.9
240Pu	6.5 Ky	2.6
241Pu	14.35 y	0.68
242Pu	375 Ky	0.6
241Am	432 y	0.77
243Am	7 Ky	0.14
244Cm	18 y	0.03

Table 1. *Some typical long-lived heavy isotopes present in spent fuel (burn-up 40 GWd per ton of Uranium). The accumulated amount assumes an initial cooling-down time of 15 years, values from reference [6].*

It has therefore been argued [10] that partitioning and transmutation is a necessary component for countries that will rely for the time to come on nuclear energy. Indeed, the availability of Uranium is stretched from the 100-200 year to several thousand year level, while simultaneously is reduced the amount of high-level radioactive waste per unit of energy generated. But further, partitioning and transmutation can also be highly useful for countries that envisage (an eventually gradual) phase-out of nuclear energy, since the burden of final storage is reduced both quantitatively as time-wise. From that, one can infer the potential of regional-level cooperation between countries with a different strategy with regard to nuclear power. This holds in particular true for an experimental scientific demonstration, as aimed by the MYRRHA project that we will address in a later chapter.

Implementation of partitioning and transmutation

Recently, within the EURATOM study PATEROS, several scenarii and different technical options for implementing partitioning and transmutation have been investigated to considerable detail [9]. Here we shall limit ourselves to some short recapitulation of the basic underlying physics and take the example of the, to our opinion particularly attractive double-strata scenario with an accelerator-driven system ("ADS").

[6] Reference [9] quotes a factor of 50 for optimal conditions.

The transmutation physics is naturally driven by the underlying cross sections of the involved nuclear reactions; see as an example figure 2.

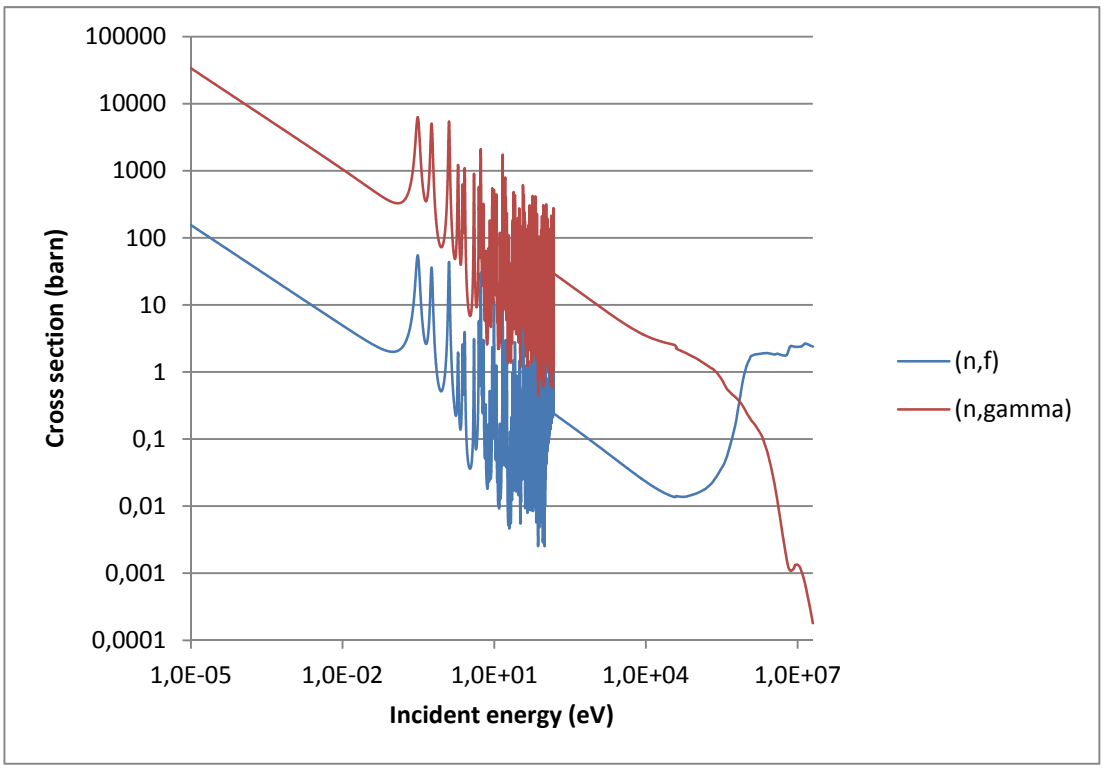


Fig. 2: *Neutron-capture and fission cross-sections as a function of the neutron energy for the example of the isotope ^{241}Am. The neutron-capture is dominating until a neutron energy of about 1MeV by roughly 2 orders of magnitude. Thus heavier actinides (initially ^{242}Am) are breeded, see also fig.1 by the neutrons from a moderated reactor. "Burning of the nuclear waste", that is transmutation into fission fragments, is only possible in a fast neutron reactor. Indeed, above 1 MeV, fission dominates with a constant cross section whereas capture eventually vanishes.*

Derived from these, table 2 shows the so-called D-factor for the main nuclear species comparing moderated and fast neutron spectra. Its value describes the neutron consumption per fission. Correspondingly, a negative D-factor means that further neutrons are self-produced in excess, whereas a source of neutrons is required when $D \geq 0$.

From the D-factor values in table 2 one immediately understands that transmutation requires the deployment of dedicated reactors with a fast neutron spectrum. In principle, both critical and sub-critical reactors are potential candidates as transmutation systems. *Fast critical reactors*, however, loaded with fuel containing *large amounts* of minor actinides (MA), namely Americium and Curium, pose problems caused by unfavourable reactivity coefficients and small delayed-neutron fractions. Hence it would be necessary to extend the fuel cycle for these minor actinides over a rather large ensemble of fast reactors rather than optimizing them for Plutonium burning and efficient electricity production.

On the other hand, a *sub-critical system* using externally provided additional neutrons is here very attractive: it allows maximum transmutation rates while operating in a safe manner. Coupling a proton accelerator, a spallation target and a sub-critical core, the name ADS, for Accelerator Driven System, is used for such a reactor. While technically feasible, it seems however less attractive (in particular also from an economic view) to deploy ADS technology all over the fuel cycle (i.e. to eventually replace *all* reactors by ADS).

Isotope	Fast Reactor	LWR
^{238}U	-0.62	0.07
^{238}Pu	-1.36	0.17
^{239}Pu	-1.46	-0.67
^{240}Pu	-0.96	0.44
^{241}Pu	-1.24	-0.56
^{242}Pu	-0.44	1.76
^{237}Np	-0.59	1.12
^{241}Am	- 0.62	1.12
^{243}Am	-0.60	0.82
^{244}Cm	-1.39	-0.15
^{245}Cm	-2.15	-1.48

Table 2: *Comparison of the neutron consumption per fission for fast-spectrum and thermal (LWR) reactors from [8].*

Those arguments can justify a so-called *double-strata fuel cycle*. Electricity generation is performed in reactors with clean fresh fuel (only U and Pu), the present LWR being complemented (possibly phased out) by a gradual introduction of fast critical reactors. In the second stratum a (small) number of ADS is dedicated to the transmutation of minor actinides and any remaining Pu. Fig. 3 shows the different mentioned fuel-cycles in a pictorial way.

The development of ADS technology has been recently been addressed in various national and international research programs [see, e.g. 11, 12, 13]. The following section contains some selected information related to activities within EURATOM programmes and that focus today towards the timely construction of a European ADS-demonstrator.

Some selected information on European research programmes on ADS

The EUROpean research programme for the TRANSmutation of high-level nuclear waste in accelerator driven systems (EUROTRANS) was funded by the European Commission within the 6th EURATOM Framework Program (FP6). It involved 31 partners

(research agencies and nuclear industries) with the contribution of 16 universities [11, 14, 15, 16]. EUROTRANS was a 5 year program (2005-2010) extending the previous FP5 "Preliminary Design Study for an eXperimental Accelerator Driven System" (PDS-XADS), described in reference [17]. One important aim of EUROTRANS was to pave the way towards the construction of an eXperimental facility demonstrating the technical feasibility of Transmutation in an Accelerator Driven System ("XT-ADS").

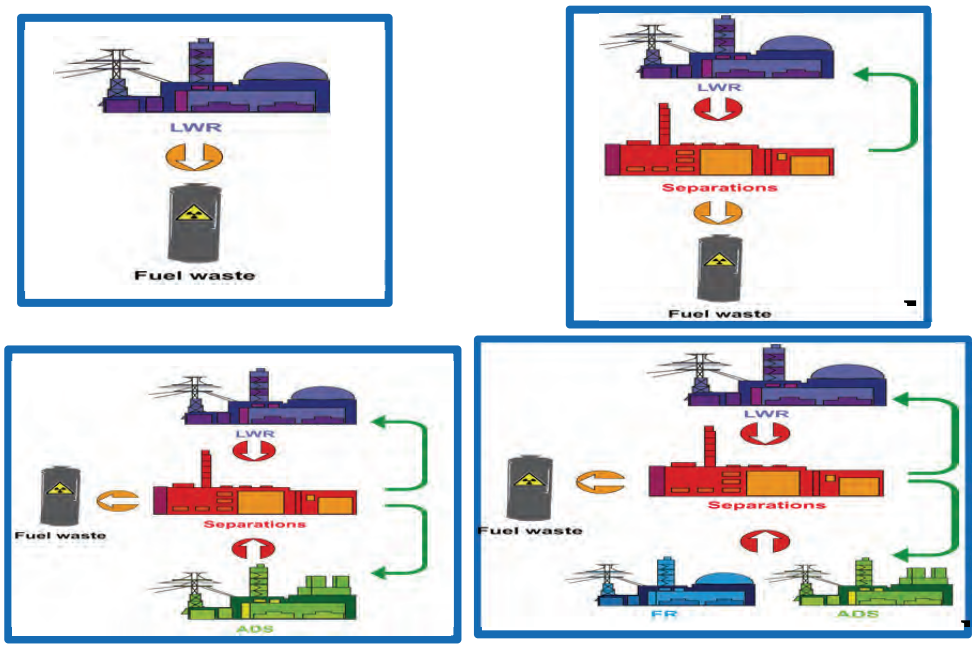


Fig. 3. *Different Fuel cycles as discussed in the text. a) corresponds to an open ("once-through") fuel cycle without out any reprocessing. b) recycling of the "partitioned" Plutonium that is mixed with fresh Uranium fuel, such MOX-fuel is e.g. presently used in 16 reactors of the French Park. c) pictures an ADS deployment for transmuting the actinides left over in scenario b). d) is the "double-strata scenario" introducing fast critical ("generation4-") reactors that basically self-incinerate their own waste in scenario c).*

The XT-ADS machine, which will essentially be loaded with conventional MOX fuel, is meant to be built and tested in the near future (next decade) so as to fulfil three main objectives. First, it should demonstrate the ADS concept (coupling of proton accelerator, spallation target and sub-critical assembly) at significantly high core power levels (50 to 100 MW_{th}). Secondly, it should validate the minor actinide (MA) transmutation by providing some dedicated positions in the core for special fuel assemblies. Finally, it should serve as a general multi-purpose neutron-irradiation facility. As such, it will also be an important asset for the qualification of different EFIT components.

Within the EUROTRANS programme, the activities were split into five in technical areas (called Domains), respectively devoted to: the design of the ADS system and its sub-components, small-scale experiments on the coupling of an accelerator, a spallation target and a sub-critical core, studies on advanced fuels for transmuters, investigations on suited

structural materials and heavy liquid metal technology, collection of nuclear data for transmutation. The main objective was to work towards a European Transmutation Demonstration in a step-wise manner, i.e. to provide (i) an advanced design of all the components of an XT-ADS system, (ii) a generic conceptual design of a modular European Facility for Industrial Transmutation (EFIT) for the long-term objective of the program.

	XT-ADS (ADS Prototype)	**EFIT(Industrial Transmuter)**
GOALS	Demonstrate the concept Demonstrate the transmutation Provide an irradiation facility	Maximise the transmutation efficiency Easiness of operation & maintenance High level of availability
MAIN FEATURES	50 – 100 MW_{th} power	Several 100 MW_{th} power
	Keff around 0.95	Keff around 0.97
	600 MeV, 2.5 mA proton beam (back-up: 350 MeV, 5 mA)	800 MeV, 20 mA proton beam
	Conventional MOX fuel	Minor Actinide fuel
	Lead-Bismuth Eutectic coolant & target	Lead coolant & target (back-up: gaz)

Table 3.: *Baseline characteristics of the accelerator-driven systems XT-ADS and EFIT.* K_{eff} *is the effective (global) neutron multiplication factor, also known as criticality factor which, for a subcritical system, naturally* K_{eff} *is* < 1.

The EFIT facility was defined as an industrial-scale transmutation demonstrator system, loaded with transmutation-dedicated fuel. Obviously, part of that demonstration is that it can be achieved in an economical way. Characteristics of EFIT are therefore an optimisation (i) for transmutation efficiency, (ii) for ease of operation and maintenance, and (iii) for a high level of availability. Despite these sometimes rather different objectives, an early outcome of the European studies [18, 19] has been that XT-ADS and EFIT require accelerators that share the same fundamental features. Both designs, see table 3, rely on a superconducting linear accelerator (linac) and liquid-metal technology for the spallation target and as core-coolant[7]. For the accelerator, the dominating reasons for the choice are the intrinsic potential for extreme reliability (for more information see subsequent sections) and for straight-forward up-grade to higher energy and beam power.

[7] The XT-ADS relies on (eutectic) Lead-Bismuth because of the possibility of a lower working temperature, however, this solution is not deployable on a large scale for lack of material.

In the course of EUROTRANS, it has become obvious that the "generic XT-ADS" will see its practical realisation as the MYRRHA project at SCK-CEN in Mol, Belgium. More information on MYRRHA will be given in section 6.

After the success of EUROTRANS as one single integrated project delivering a global vision, the subsequent R&D program of the present FP7 is now targeting very specific urgent issues for building the XT-ADS. Among these are in particular the Central Design Team contract CDT [20] that develops MYRRHA-FASTEF (see section 6), the contract for the Accelerator MAX [21] and FREYA [22], the one for the coupling experiments with GUINEVERE, see the final section[8].

Reference design for the accelerator, optimized for reliability

The European Transmutation Demonstration requires a high-power proton accelerator operating in CW mode, ranging from some MW (XT-ADS operation) up to several 10 MW (EFIT). The main beam specifications are shown in table 4. The extremely high reliability requirement (number of beam trips) can immediately be identified as the main technological challenge.

	XT-ADS	EFIT
max. beam intensity	2.5 – 4 mA	20 mA
proton energy	600 MeV	800 MeV
beam entry	Vertical from above	
allowed beam trips (>1sec)	< 5 per 3-month operation cycle	< 3 per year
beam stability	Energy: ±1%, Intensity: ±2%, Size: ±10%	
beam time structure	CW, including zero-current periods (200μs), repeated at low rate	

Table 4: *Main specifications for the proton beam. The listed requirements are for driving the technology-demonstrator XT-ADS compared to the industrial prototype EFIT.*

The reference design for the accelerator has been conceptually defined developed during the PDS-XADS program [18, 19]. It is based on the use of a superconducting linac, see figure 4.

[8] Other relevant FP 7 contracts are, e.g. ANDES for nuclear data (with the corresponding Infrastructure contract ERINDA, ARCAS for ADS and fast-reactor comparison studies, and GETMAT for nuclear materials.

This choice guarantees a very modular and upgradeable machine (same concept for prototype and industrial scale), an excellent potential for reliability, and a high RF-to-beam efficiency thanks to superconductivity (optimized operation cost). For the injector, an ECR source with a normal conducting RFQ is used up to, e.g. 3 MeV, followed by an energy booster section which uses normal conducting H-type DTL or/and superconducting CH-DTL structures up to a transition energy around 20 MeV. This low-energy part of the linac is duplicated in order to provide a "hot stand-by". From then on, a single, fully modular, superconducting linac, based on different RF structures (spoke, elliptical), accelerates the beam up to the final energy (350, 600, 1000 MeV…). Finally a doubly-achromatic beam line with a redundant beam scanning system transports the beam up to the spallation target and defines its fingerprint. This basic concept was further refined within the EUROTRANS, that also allowed to build and test first prototypical components. The present (accelerator dedicated) FP7 MAX [21] aims at a further level of demonstration allowing to go into the MYRRHA construction project.

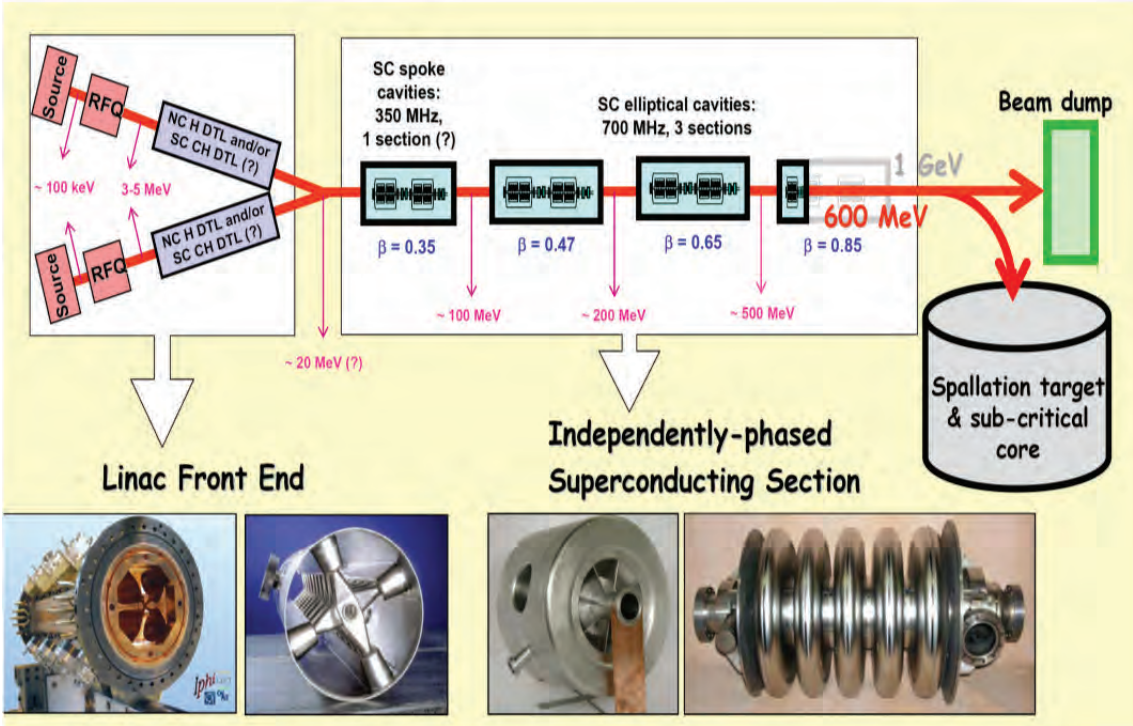


***Fig. 4**. The reference accelerator scheme. The inserted photos show prototypes of the different RF structures that are deployed, from left to right: RFQ, CH-DTL, spoke- and elliptical cavity.*

The ADS accelerator is expected – especially in running scenarii for the EFIT – to have a very limited number of unscheduled beam interruptions (per year!). Indeed, the consecutive interruption of the neutron production by the spallation target is of concern if it exceeds about one second.

This requirement is motivated by the fact that frequently repeated beam interruptions induce thermal stress and fatigue on the reactor structures, the target or the fuel elements, with possible significant damages, especially on the fuel claddings. Moreover, these beam

interruptions decrease the plant availability, implying plant shut-downs in most of the cases. Therefore, it has been estimated that beam trips in excess of one second duration should not occur more frequently than five times per 3-month operation period for the XT-ADS, and three times per year for the EFIT.

To reach such an ambitious goal[9], which is lower than the reliability experience of typical accelerator based user facilities by 1-3 orders of magnitude[10], it is clear that reliability-oriented design practices were required since the conceptual design already, and they are also the main emphasize of the component design.

As a first and principle design rule, every linac component was conservatively de-rated with respect to its technological limitation *(over-design*). A high degree of *redundancy* has been planned, ab initio already, in critical areas. This is especially true for components where past engineering-experience has revealed limited reliability, e.g. linac injector and RF power systems[11]. A novel concept is the introduction of *fault-tolerance* wherever possible. These features can indeed be implemented to a very large extent in the highly modular superconducting RF linac above 20 MeV [23].

A preliminary bottom-up reliability analysis (Failure Mode and Effects Analysis, FMEA) has been performed in order to identify the critical areas in the design in terms of impact on the overall reliability [24]. It confirmed the choice of a second, redundant, 20 MeV proton injector (composed of the source, RFQ and low-energy booster), with fast switching capabilities.

After the injector stage, above 20 MeV, the superconducting linac forms an array of nearly identical “periods” in beam transport and acceleration. All components identically repeated, are modules that are operating well below any technological limitation. These two features allow the high degree of fault-tolerance for the accelerating cavities and the focusing magnets: neighbouring modules have enough "spare capacity" to assume temporarily the functions of a failing component. Necessarily, this approach implies a reliable and sophisticated machine control system. An important part of this is a digital RF control system for handling the RF set points in order to perform fast beam recovery in the case of cavity failures.

This basic concept was further refined within the EUROTRANS, that also allowed to build and test first prototypical components. The present (accelerator dedicated) FP7 MAX aims at a further level of demonstration allowing to go after its termination 2013 directly into the MYRRHA construction project. Summaries of all the recent developments for the accelerator have been given in [25, 26, 27].

---

[9] Note that these values from EUROTRANS may be somewhat over-conservative as discussed presently within the CDT and MAX collaborations

[10] Note that a typical state-of-the-art accelerator, namely the European Synchrotron Radiation Facility ESRF, very frequently runs one week without any interruption and even has recently reached the 4-week level according to private communications with Pascal Ellaume. Pascal, head of the accelerator division of ESRF tragically disappeared in a skiing accident in spring 2011, and the author wants to honor the memory of this outstanding accelerator physicist. Pascal was always very interested in news about the accelerator for MYRRHA and he was actually fully confident that the challenging reliability goals will be met.

[11] The increasing introduction of solid-state technology is of considerable interest in this context.

The MYRRHA project at SCK•CEN

The Belgian Nuclear Research Centre (SCK•CEN) in Mol has from the beginning been strongly involved in all the collaborative European projects in ADS technology. In fact, SCK•CEN was working since 1998 for its MYRRHA ADS-project, and was giving the MYRRHA technical design files as a starting point input for the EUROTRANS XT-ADS. MYRRHA, an acronym for Multipurpose hYbrid Research Reactor for High-tech Applications; was planned as replacement for the MTR (material testing reactor) BR2 of the Mol research centre. Thus MYRRHA, while encompassing the role of XT-ADS is destined to allow an even wider nuclear technology R&D programme. A recent status report with a detailed description of the project can be found in [28].

Indeed, MYRRHA is specified to have several irradiation stations, both in and around the reactor core. This guarantees the availability of a broad neutron spectrum, ranging from thermal energies to fast neutrons. Compared to classic MTRs, both the thermal and the fast neutron fluxes are very high, making it possible to simulate long-term exposure of materials in classical reactors. Moreover, the combination of high radiation damage (dpa) and the high production of H and He per unit of dpa close to the spallation target is particularly well suited for the study of materials for fusion applications. Thus the MYRRHA is devoted to the following tasks:

The first task consists in the demonstration of the complete ADS concept by coupling the three components (accelerator, spallation target and subcritical reactor) at a reasonably significant power level in order to allow operational feedback, scalable to an industrial demonstrator.

The second is the study of the efficient transmutation of high-level waste in dedicated places in the core.

The third is to be operated as a flexible irradiation facility. This will, i.a., allow a): fuel developments for innovative reactor systems; b) material developments for GEN IV systems and fusion reactors; c) Radioisotope production for medical and industrial applications; d) industrial irradiation applications such as Si-doping.

In order to fulfil this broad and ambitious program, and, moremover, to be intrinsically also a demonstrator of a Lead-cooled fast reactor, the EUROTRANS "MYRRHA XT-ADS" got a further refined design, "MYRRHA FASTEF" with the work accomplished within the FP7 contract CDT [20].

Thus one can consider that MYRRHA has now arrived in its Front-End Engineering Design Phase, ready for construction at the 2014 horizon, entering commissioning in 2020 and full-power operation by 2023, to name a few mile-stones on the MYRRHA road-map.

The coupling experiment GUINEVERE

A very significant step towards MYRRHA, is the GUINEVERE project [29]. GUINEVERE (**G**enerator of **U**ninterrupted **I**ntense **NE**utrons at the lead **VE**nus **RE**actor) was launched as of EUROTRANS, and now is continued within the FP7 project FREYA [22]. GUINEVERE is a zero power experiment for on-line reactivity monitoring and absolute reactivity measurements, both of which are major issues for ADS safety.

The VENUS reactor was used as zero-power thermal critical mock-up at SCK-CEN in Mol, Belgium until 2007, when it was modified changed into a lead fast reactor called VENUS-F[12] to be component of the GUINEVERE project. For this, VENUS-F is coupled to a neutron source driven by the GENEPI-3C deuteron accelerator, constructed by CNRS-IN2P3. This accelerator will not only be operated in pulsed mode, but also in continuous mode, the latter being the more representative of a powerful ADS. With that flexibility of the GENEPI accelerator VENUS-F will provide a unique facility in Europe where it will be possible to investigate both fast-critical and subcritical reactor. Figure 5 gives an overview of GUINEVERE.

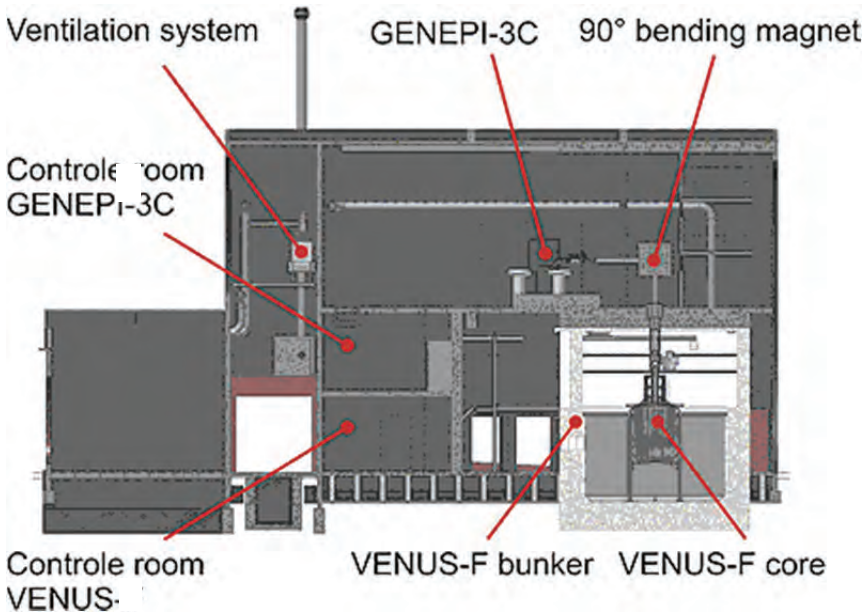


Fig. *5 : Side view of the VENUS facility modified to house the GUINEVERE experiments.*

The installation is fully operational and the GUINEVERE coupling experiments are started. Thus one can be confident to rapidly obtain data for ADS code validation that are important for licensing and operation of MYRRHA, e.g. like the relation between beam- and reactor-power as an on-line reactivity monitor.

Concluding remarks

The presented information (see in particular also the quoted references) intended to give an short introduction into the field of the closure of the nuclear fuel cycle, namely by Partitioning and Transmutation. The scientific and technical progress made within the different EURATOM projects allow to fix as next principal mile-stone the launch of the construction of the MYRRHA project in 2014 at its site in Mol, Belgium. Since MYRRHA is on the ESFRI-list of the future European Research Infrastructures and with the

[12]The fuel for the VENUS-F, provided by CEA, is metallic uranium (30% ^{235}U enrichment. See reference [29] for some details about the fuel assembly.

commitment of Belgium for an important part of the financing, one may hope that the formation of the international consortium that ensures the full funding of the project can accomplished in-line.

References

1. Externalities and Energy Policy: *The Life Cycle Analysis Approach*, Proceedings of OECD-NEA Workshop, Paris, France, 15-16 November 2001, ISBN 92-64-18481-3
2. A. Voss in [1], p. 163
3. M. Bilek, M. Lenzen, C. Hardy and C. Dey, *Life-cycle energy balance and greenhouse gas emissions of nuclear energy in Australia*, Integrated Sustainability Analysis (ISA), University of Sydney (2006)

   http://www.isa.org.usyd.edu.au/publications/documents/ISA_Nuclear_Report.pdf
4. J.W.S. van Leeuwen and P.B. Smith, *Nuclear Power – the Energy Balance*

   http://www.stormsmith.nl
5. Commonwealth of Australia (2006), *Uranium Mining, Processing and Nuclear Energy - Opportunities for Australia?* ISBN 0-9803115-0-0 978-0-9803115-0-1
6. Green paper by the European Commission COM (2006) 105: *A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy* on Nuclear Energy {SEC(2006) 317}
7. G. Keil, *Dreizehn und zwei Energiewende-Märchen*,(2011),

   http://www.novo-argumente.com/magazin.php/novo_notizen/artikel/000881 translated also in French at http://www.sauvonsleclimat.org/articles-selectionneshtml/treize-et-deux-contes-de-fees-sur-le-tournant-energetique/35-fparticles/897-treize-et-deux-contes-de-fees-sur-le-tournant-energetique.html
8. C. Rubbia, H. A. Abderrahim, M. Björnberg, B. Carluec, G. Gherardi, E. Gonzalez Romero, W. Gudowski, G. Heusener, H. Leeb, W. von Lensa, G. Locatelli, J. Magill, J. M. Martínez-Val, S. Monti, A. C. Mueller, M. Napolitano, A. Pérez-Navarro, M.Salvatores, J. Carvalho Soares, J. B. Thomas, *The European Roadmap for Developing ADS for Nuclear Waste Incineration*, ISBN 88-8286-008-6, ENEA 2001
9. E. Gonzales Romero, *P&T Rationale and added value for HLW management*, deliverable of the European Contract PATEROS, http://www.sckcen.be/pateros
10. J.M. Martinez-Val, *European Roadmap for the deployment of P&T in a regional context , deliverable of the European Contract PATEROS*, http://www.sckcen.be/pateros
11. J.U. Knebel, H.A. Abderrahim, L. Cinotti, F. Delage, C. Fazio, M. Giot, B. Giraud, E. Gonzalez, G. Granget, S. Monti, A.C. Mueller, *EUROTRANS: European Research Programme for the Transmutation of High Level Nuclear Waste in an Accelerator Driven System*, Ninth Nuclear Energy Information Exchange Meeting on Actinide and Fission Product Partitioning & Transmutation Nîmes, France, 25-29 September 2006, OECD-NEA 2007, ISBN 978-92-64-99030-2
12. see, e.g., http://www.iaea.org/inisnkm/nkm/aws/fnss/ and links therein
13. R. Sheffield, B.-C. Na, G. Lawrence, K. Pasamehmetoglu, P. Pierini, G. Olry, A. C. Mueller, P. Schuurmans, K. Van Tichelen, L. Cinotti, Accelerator and Spallation Target Technologies for ADS Applications, Nuclear Energy Agency, Nuclear Science Status Report (2005), ISBN 92-64-01056-4

14. J.U. Knebel, H. A. Abderrahim, L. Cinotti, F. Delage, C. Fazio, M. Giot, B. Giraud, E. Gonzalez, G. Granget, S. Monti, Alex C. Mueller, *European Research Programme for the Transmutation of High Level Nuclear Waste in an Accelerator Driven System*, in Proceedings of 6th International Conference on EU Research and Training in Reactor Systems FISA-2006 ISBN 92-79-01214-2 European Communities 2006, and ftp://ftp.cordis.europa.eu/pub/fp6-euratom/docs/fisa2006_proceedings_eur-21231_en.pdf

15. D. de Bruyn, H. A. Abderrahim, G. Rimpault, L. Mansani, M. Reale, A. C. Mueller, A. Guertin, J.L. Biarrotte, J. Wallenius, C. Angulo, A. Orden, A. Rolfe, D. Struwe, M. Schikorr, A. Woayne-Hune, C. Artioli, *Achievements and Lessons learnt within the domain1 "Design" of the integrated project EUROTRANS*, Proceedings 1st International Workshop on Technology and Components of Accelerator Driven Systems, TCADS, Karlsruhe, Germany, 15-17 March 2010

    OECD Publishing doi: 10.1787/9789264117297-en

16. EUROTRANS, Euratom FP 6 contract FI6W-CT-2005-516520, http://nuclear-server.ka.fzk.de/eurotrans

17. B. Giraud, S. Ehster, G. Locatelli, L. Cinotti, L. Mansani, J. Pirson, X. Jardi, M.T. Dominguez, K. Peers, R. Sunderland, D. Coors, T. Abram, G. Granget, G. Rimpault, E. Gonzalez, A. C. Mueller, H. Klein, H. Wider, F. Bianchi, D. Struwe, P. Pierini, J. Cetnar, P. Coddington, A. Hogenbirk, B.R. Sehgal, H. Aït Abderahim, J. Martinez-Val, V. Moreau, P. Vaz, D. Vandeplassche, P. Phlippen, *Preliminary Design Study of an Experimental Accelerator-Driven System*, Euratom FP5 Contract FIKW CT-2001-00179 Final Report (2005), http://cordis.europa.eu/fp5-euratom/src/lib_finalreports

18. A. C. Mueller, *The PDS-XADS Reference Accelerator and its Radioprotection Issues*, Radiation Protection Dosimetry **116**, 442 (2005) 442

19. J.-L. Biarrotte, S. Bousson, T. Junquera A. C. Mueller, A. Olivier, *A reference accelerator scheme for ADS applications*, Nucl. Inst Methods **A562** , 565 (2006)

20. CDT, Euratom FP7 contract FP7-232527

21. MAX, Euratom FP7 contract FP7-269565

22. FREYA, Euratom FP7 contract FP7-269665

23. J-L. Biarrotte, M. Novati, P. Pierini, D. Uriot, *Beam dynamics studies for the fault tolerance assessment of the PDS-XADS linac design*, 4th OECD NEA International Workshop on Utilization and Reliability of HPPA, May 2004, Daejon, S. Korea, ISBN 92-64-01380-6

24. P. Pierini, *ADS Reliability Activities in Europe*, in proceedings quoted in [23]

25. see, e.g. 5th OECD NEA International Workshop on Utilization and Reliability of HPPA, May 2007, Mol, Belgium, ISBN 978-92-64-04478-4

26. Jean-Luc Biarrotte and Alex C. Mueller, *Accelerator Reference Design For The European ADS Demonstrator*, Proceedings of the First International Workshop on Technology And Components of Accelerator-Driven Systems, TCADS, Karlsruhe, Germany 15-17 March 2010

    OECD Publishing doi: 10.1787/9789264117297-en

27. J.L. Biarrotte, A.C. Mueller, H. Klein, P. Pierini, D. Vandeplassche, *Accelerator reference design for the MYRRHA European ADS demonstrator*, Proceedings of LINAC 2010, September 2010,

    http://accelconf.web.cern.ch/accelconf/LINAC2010/html/author.htm, p.440

28. Hamid Aït Abderrahim, *MYRRHA an innovative and unique research facility*, 10th International Topical Meeting on Nuclear Applications of Accelerators, April, 3-7, 2011, Knoxville, Tennessee, USA, in press

29. P. Baeten, H. A. Abderrahim, G. Bergmans, A. Kochetkov, W. Uyttenhove, D. Vandeplassche, F. Vermeersch, G. Vittiglio, G. Band, M. Baylac, A. Billebaud, D. Bondoux, J. Bouvier, S. Chabod, J.M. deConto, P. Dessagne, G. Gaudiot, J.M. Gautier, G. Heitz, M. Kerveno, B. Launé, F.R. Lecolley, J.L. Lecoué, N. Marie, Y. Merrer, A. Nuttin, D. Reynet, J.C. Steckmeyer, F. Mellier, *The GUINEVERE Project at the VENUS-F Facility*, Proceedings ENC 2010 European Nuclear Conference, 30 May - 2 June 2010, Barcelona, Spain http://www.euronuclear.org/events/enc/enc2010/index.htm(presented by F. Romanelli

Dr. Alex C. Mueller,
Directeur scientifique adjoint
Institut National de Physique Nucléaire et de Physique des Particules
CNRS-IN2P3 / Univ. Paris Sud-XI
F-91406 Orsay
CEDEX
France

Der Stellarator - Ein alternatives Einschlusskonzept für ein Fusionskraftwerk

Robert Wolf, Max-Planck-Institut für Plasmaphysik, EURATOM Assoziation, Teilinstitut Greifswald

Kernfusion

Die Energieerzeugung in der Sonne und den Sternen beruht auf der Fusion leichter Atomkerne. Um Atomkerne zu verschmelzen muss aber erst die Coulombabstoßung der positiv geladenen Kerne überwunden werden. Dies erfordert sehr hohe Energien der stoßenden Atomkerne. Eine positive Energiebilanz ist dabei allerdings nur möglich, wenn die Atomkerne eine hinreichend hohe Anzahl von Stößen durchführen, bevor sie das System verlassen. Zusammengenommen bedeuten diese beiden Forderungen – hohe Energien und genügend Stöße –, dass Energiegewinnung mit Fusion nur möglich ist, wenn es sich um ein System handelt, welches sich näherungsweise im thermodynamischen Gleichgewicht mit einer hinreichend hohen Temperatur befindet. Die Fusionsreaktion zwischen den Wasserstoffisotopen Deuterium und Tritium ist diejenige, die bei der niedrigsten Temperatur und dem niedrigsten Druck abläuft. Die Fusionsprodukte sind Helium und ein Neutron. Das Maximum der Reaktionsrate liegt bei Temperaturen zwischen 10 und 20 keV (entspricht etwa 100 Mio. K). Der erforderliche Druck ist nur einige wenige bar. Das frei werdende Neutron wird dazu verwendet, aus Lithium Tritium zu erbrüten. Da Tritium nicht stabil ist und mit einer Halbwertszeit von 12,3 Jahren zerfällt, muss es in diesem geschlossenen Kreislauf in dem Maße erzeugt werden wie es wieder verbraucht wird.

Magnetischer Einschluss

Heizt man ein Gas soweit auf, dass die elektrisch neutralen Atome ionisiert werden – d.h. den Elektronen in der Atomhülle wird so viel Energie zugeführt, dass sie diese verlassen können –, spricht man von einem Plasma. Bei den für die Fusion notwendigen Temperaturen von 100 Mio. K sind leichte Atome vollständig ionisiert, es liegen also nur Elektronen und Atomkerne vor. Das Prinzip des magnetischen Einschlusses beruht auf der Eigenschaft elektrischer Ladungen sich nur entlang eines Magnetfeldes frei bewegen zu können und senkrecht dazu auf Kreisbahnen gezwungen zu werden. Senkrecht zu den Magnetfeldlinien wirkt das Magnetfeld wie eine Wärmeisolierung. Führt man dem Plasma nun mehr Energie zu als über Wärmeleitung, Konvektion und Abstrahlung verloren geht, können die für die Fusion notwendigen Temperaturen erreicht werden. Setzt die Fusion ein, übernimmt das entstehende Helium die Heizung des Plasmas, welches etwa ein Fünftel der Energie der Fusionsreaktion in sich trägt. Vier Fünftel werden über die Neutronen gleichmäßig in den das Plasma umgebenden Wandstrukturen verteilt und können dort durch

Kühlung abtransportiert werden. Die Forderung, dass das entstehende Helium das Plasma heizt, bedeutet allerdings, dass das Magnetfeld nicht nur die 10 bis 20 keV heißen Deuterium- und Tritiumionen einschließen muss, sondern auch die 3,5 MeV schnellen Heliumionen, zumindest bis sie ihre Energie an das thermische Plasma abgegeben haben.

Wegen der unvermeidbaren Endverluste kann ein magnetisch eingeschlossenes Fusionsplasma in einer linearen Anordnung nicht verwirklicht werden. Deshalb muss das Magnetfeld einen geschlossenen Torus bilden. Mit einem rein toroidalen Magnetfeld lässt sich allerdings keine Kräftegleichgewicht erreichen, da wegen der variierenden Magnetfeldstarke Driften zu einer radialen Beschleunigung des Plasmas führen. Erst durch Einführung von verschraubten Feldlinien, die auf toroidalen Oberflächen liegen, lässt sich eine Gleichgewichtskonfiguration erreichen. Man spricht hier von der Rotationstransformation des Magnetfeldes. Es gibt nun zwei Möglichkeiten solche Magnetfeldlinien zu erzeugen. Entweder ein toroidaler Plasmastrom oder helikal verschraubte Magnetfeldspulen erzeugen die notwendige poloidale Magnetfeldkomponente. Abbildung 1(a) zeigt einen Tokamak. Das Plasma bildet die Sekundärwindung eines Transformators, in dem der starke Plasmastrom fließt. Aufgrund der hohen elektrischen Leitfähigkeit des Plasmas können dort problemlos Ströme im Bereich mehrerer Megaampere fließen. Allerdings bedingt die induktive Erzeugung, dass ein solches System zunächst nur gepulst funktioniert. Um einen Tokamak stationär zu betreiben, muss der Plasmastrom durch nicht-induktive Methoden erzeugt werden. Dieses ist zwar bereits gelungen, aber für ein Fusionskraftwerk noch nicht effizient genug. Ein wichtiges Thema der derzeitigen Forschung ist deshalb diese Effizienz zu erhöhen und den Anteil des vom Plasma selbst erzeugten sogenannten Bootstrap-Stroms zu maximieren. Dieser entsteht als Folge der komplexen Teilchenbahnen in der toroidalen Magnetfeldanordnung zusammen mit der Diffusion der Teilchen aufgrund des Druckgradienten, wodurch zwischen Ionen und Elektronen eine Nettogeschwindigkeitsdifferenz entsteht. Der wesentliche Vorteil des Stellarators ist, dass das einschließende Magnetfeld von Vornherein stationär ist. Der magnetische Einschluss kommt ohne Plasmastrom aus. Allerdings bedarf es Spulen mit einer helikalen Komponente. Daraus folgt auch, dass die im Tokamak vorhandene toroidale Symmetrie der Konfiguration nicht aufrecht erhalten werden kann. In Bild 1(b) ist dies daran zu erkennen, dass die Oberflächen, auf denen die Magnetfeldlinien verlaufen, selbst verschraubt sind.

Das Stellaratorkonzept

Historisch gesehen ist der Stellarator das ältere Konzept. Er wurde 1951 von dem amerikanischen Astro- und Plasmaphysiker Lyman Spitzer erfunden. Allerdings stellte sich schnell heraus, dass die grundlegenden Einschlusseigenschaften mit diesem Konzept nicht so einfach zu erreichen waren. Zudem führten die frühen Erfolge des Tokamaks dazu, dass sich die Fusionsforschung auf die Tokamakkonfiguration konzentrierte. Bereits 1969 konnten im Tokamak T3 am Kurchatov Institut in Moskau Temperaturen von 10 MK nachgewiesen werden [N. J. Peacock, D.C. Robinson, M. J. Forrest, P. D. Wilcock, Nature 224 (1969) 488]. Die Entdeckung eines verbesserten Einschlussregimes am Tokamak ASDEX 1982 [F. Wagner et al., Phys. Rev. Lett. 49 (1982) 1408] und die Erfolge des bisher größten Tokamakexperiments Joint European Torus [A. Gibson et al. Phys. Plasmas 5 (1998) 1839] führten schließlich dazu, dass ITER, das erste Fusionsexperiment, welches

auf Basis des magnetischen Einschlusses eine brennendes Fusionsplasma mit einem deutlichen Energieüberschuss nachweisen soll (zehnmal mehr Fusionsleistung als zugeführte Heizleistung), ein Tokamak ist [www.iter.org].

(a) (b)

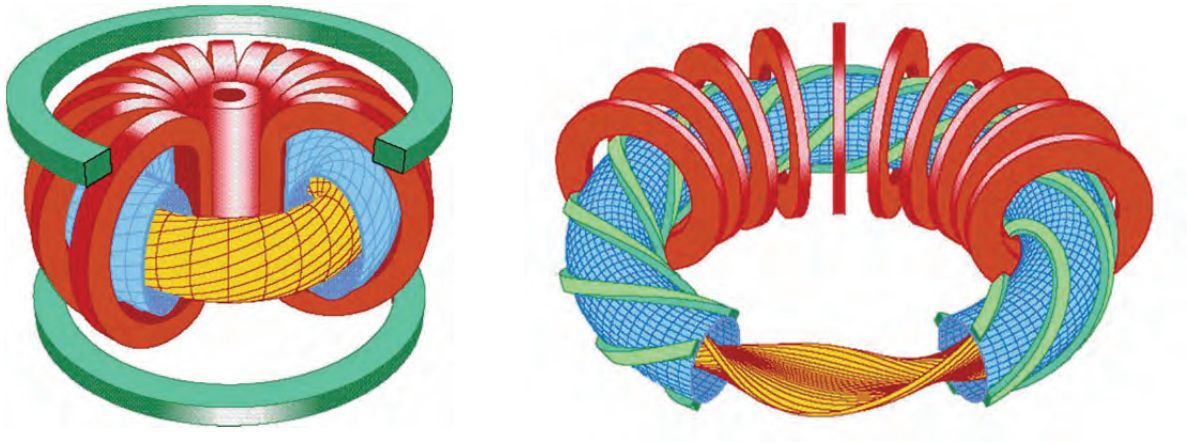


Abbildung 1: *(a) Im Tokamak erfolgt die helikale Verschraubung der Magnetfeldlinien mit Hilfe eines in toroidaler Richtung fließenden Plasmastrom. Zusammen mit dem toroidalen Magnetfeld der (roten) Spulen entstehen die verschraubten Magnetfeldlinien (schwarz), deren Verlauf auf der (gelben) – magnetischen – Oberfläche angedeutet ist. (b) Der Stellarator kommt ohne Plasmastrom aus. Hier wir das verschraubte Magnetfeld durch entsprechend verschraubte Spulen erzeugt (grün).*

Der Stellarator vereint die Vorteile einer intrinsisch stationären Magnetfeldanordnung mit einem gutmütigen Stabilitätsverhalten. Die Abwesenheit des starken Plasmastroms, der im Tokamak für die den magnetischen Einschluss notwendig ist, bedeutet, dass auch die von Stromgradienten getriebenen Plasmainstabilitäten nicht vorhanden sind. Dies führt im Allgemeinen dazu, dass Stellaratoren ohne Regelungsaufwand nahe an Betriebsgrenzen arbeiten können. Die 3-dimensionale Anordnung verlangt allerdings deutlich komplexeren Geometrien der Spulen, des Plasmagefäßes und der Komponenten im Plasmagefäß, die die Wärme- und Teilchenflüsse vom Plasma aufnehmen müssen. Zudem verkomplizieren sich die Bahnen der Plasmateilchen, wodurch sich der Einschluss sowohl des thermischen Plasmas als auch der schnellen Heliumionen verschlechtert. Nur die gezielte Formung des Magnetfeldes – auch Stellaratoroptimierung genannt – kann diese Nachteile vermeiden. In einem aufwändigen Prozess wird dabei ein Kompromiss zwischen hinreichend gutem Einschluss, Vermeidung von unerwünschten Teilchendriften und Erhalt der Gleichgewichtskonfiguration und ausreichende Plasmastabilität bei Drücken, die für ein Fusionskraftwerk notwendig sind, gesucht. Für die Stellaratoroptimierung werden Computercodes verwendet, die nur auf Hochleistungsrechnern laufen. Während in Tokamaks bereits früh die grundlegenden Einschlusseigenschaft, die für ein brennendes Fusionsplasma notwendig sind, empirisch nachgewiesen werden konnten und die Basis für

den Bau ITER bilden, konnte eine solche Entwicklung bei Stellaratoren deshalb erst mit der Einführung von Supercomputern begonnen werden. Wendelstein 7-X, der derzeit in Greifswald gebaut wird, ist dabei weltweit der erste Stellarator, dessen Design konsequent von Optimierungskriterien abgeleitet wurde.

Stand der Forschung

Ein wesentlicher Unterschied zwischen Tokamak und Stellarator besteht im Einschluss des thermischen Plasmas. Im Tokamak wird der Transport senkrecht zu den Magnetfeldlinien über weite Teile des Plasmas von turbulenten Prozessen bestimmt. Der durch binäre Coulombstöße zwischen den geladenen Plasmateilchen verursachte Transport ist deutlich geringer. Die starke Modulation des Magnetfeldes im Stellarator führt dagegen zu einer deutlichen Erhöhung dieses stoßbedingten Transports. Ausgedrückt in Abhängigkeit der Temperatur des Plasmas, T, und des effektiven Rippels, ε_{eff}, welcher die Stärke der Magnetfeldmodulation beschreibt, skaliert der Diffusionskoeffizient wie $\varepsilon_{eff}^{3/2}$ $T^{7/2}$. Um in einem Fusionsplasma, welches Temperaturen oberhalb 10 keV erreichen muss,

(a) (b)

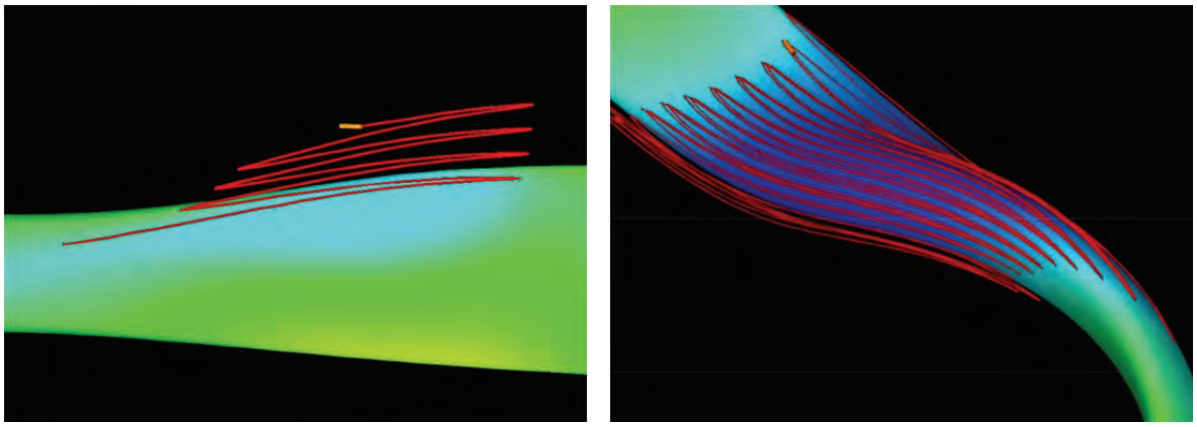


Abbildung 2: *(a) Teilchenbahn eines75 keV Deuteriumions in Wendelstein 7-AS, dem Vorgängerexperiment von Wendelstein 7-X. Hier ist deutlich zu erkennen, wie sich das Teilchen radial von der eingezeichneten magnetischen Fläche entfernt. Die Farbcodierung steht für die Magnetfeldstärke (zunehmendes Magnetfeld von blau über grün nach gelb). (b) Im driftoptimierten Wendelstein 7-X pendelt das Ion zwar auch zwischen Bereichen hoher Magnetfeldstärke, allerdings vollführt es lediglich eine poloidale Präzession aus und bleibt somit im Plasma.*

den Transport niedrig zu halten, bleibt deshalb nur die Möglichkeit die Magnetfeldmodulation zu minimieren. Dieses wird erreicht durch die Einführung sogenannter Quasisymmetrien. Dabei wird versucht, entlang einer vorgegeben Koordinate die Magnetfeldmodulation so klein wie möglich zu halten. Je nach Wahl der Koordinate spricht man von quasi-helikal, quasi-poloidal oder quasi-toroidal symmetrischen Stellaratoren. An dem Stellaratorexperiment HSX an der Universität von Madison,

Wisconsin in den USA wurde die Wirkung der Quasisymmetrie bereits nachgewiesen [J. M. Canik et al., Phys. Rev. Lett. 98 (2007) 085002]. Die quasi-helikale Konfiguration benötigte für das Erreichen eines bestimmten Plasmadrucks nur etwa die halbe Heizleistung wie die Konfiguration, die diese Symmetrie nicht aufwies.

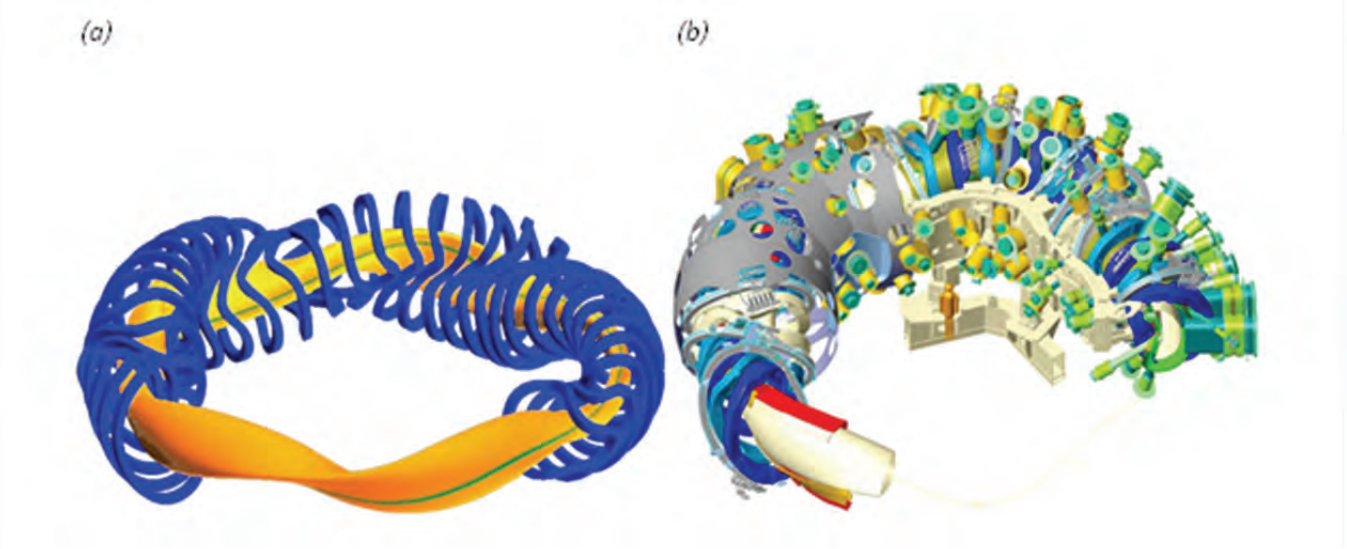


Abbildung 3*: (a) Anordnung nicht-planarer Spulen von Wendelstein 7-X. Gezeigt ist zudem die Plasmaoberfläche und exemplarisch eine Magnetfeldlinie (in grün). (b) Schematisches Bild von Wendelstein 7-X. Von innen nach außen folge nPlasma, Divertortargets, Plasmagefäß, Spulen mit ringförmiger Stützstruktur, Kryostatgefäß und Stutzen für die Verbindung zwischen Plasmagefäß und Umgebung. Die Stutzen werden für das Abpumpen des Plasmagefäßes, die Heizung des Plasmas, die Kühlung der Wandstruktur und für die Diagnostik des Plasmas benötig.*

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist der Einschluss schneller Ionen. Die Bahnen von Ionen mit Energien signifikant oberhalb der Energie der Teilchen des thermischen Plasmas unterscheiden sich deutlich von der einfachen Gyrationsbewegung um die Magnetfeldlinien. Während diese Bahnen im Tokamak jedoch geschlossen sind – vorausgesetzt das Magnetfeld ist stark genug bzw. die Plasmavolumen ist groß genug – driften diese Ionen im nicht optimierten Stellarator aus dem Plasmavolumen heraus. Das liegt auch daran, dass ihre mittlere freie Weglänge so groß ist, dass der Energieverlust durch Stöße nicht ausreicht, um den Ionenverlust bzw. den damit verbundenen Energieverlust klein genug zu halten. Ein Ziel der Stellaratoroptimierung ist deshalb diesen grundsätzlichen Nachteil des Stellarators zu vermeiden, indem die Driftbahnen so modifiziert werden, dass die Ionen im Plasmavolumen verbleiben, bis sie ihre Energie an das thermische Plasma abgegeben haben. Im Fall von Wendelstein 7-X wurde für die Driftoptimierung eine sogenannte isodynamische Anordnung gewählt, in welcher die Teilchen anstatt sich radial aus dem Plasma heraus zu bewegen eine poloidale Präzession durchführen [J. Nührenberg, Europhysics News November/December 1998, 216]. In

Abbildung 2 ist eine solche Teilchenbahn gezeigt [E. Strumberger, Nucl. Fusion 40 (2000) 1697], und im Vergleich dazu auch die Bahn wie sie im nur teiloptimierten Stellarator Wendelstein 7-AS [M. Hirsch et al., Plasma Phys. Control. Fusion 50 (2008) 053001] aussieht.

Neben hinreichend guter thermischer Isolierung des Plasmas und dem Einschluss schneller Ionen muss in einem Fusionskraftwerk auch die Wärme und Teilchenabfuhr funktionieren. Das Plasma kann nur stationär brennen, wenn entstehende und von außen zugeführte Energie und Plasmateilchen, die nicht im Fusionsprozess umgesetzt werden, kontinuierlich abgeführt werden. In Tokamaks und Stellaratoren haben sich dazu sogenannte Divertoren bewährt, die Bereiche offener Magnetfeldlinien bilden, welche die aus dem Plasma kommenden Teilchen gezielt auf dafür vorgesehen Targets leiten. Die dabei auftretenden stationären Wärmeflüsse liegen im Bereich von 10 MW/m^2. Die in Wendelstein 7-X verwendete Divertoranordnung beruht auf der Nutzung resonanter Magnetfeldstrukturen, die natürlicherweise in der Plasmarandschicht auftreten. Resonant bedeutet hier, dass diese Strukturen nur bei einer bestimmten Wert der Rotationstransformation auftreten. Diese Art des Divertors bedeutet allerdings, dass Plasmaströme, die die Magnetfeldstruktur verändern können, vermieden werden müssen.

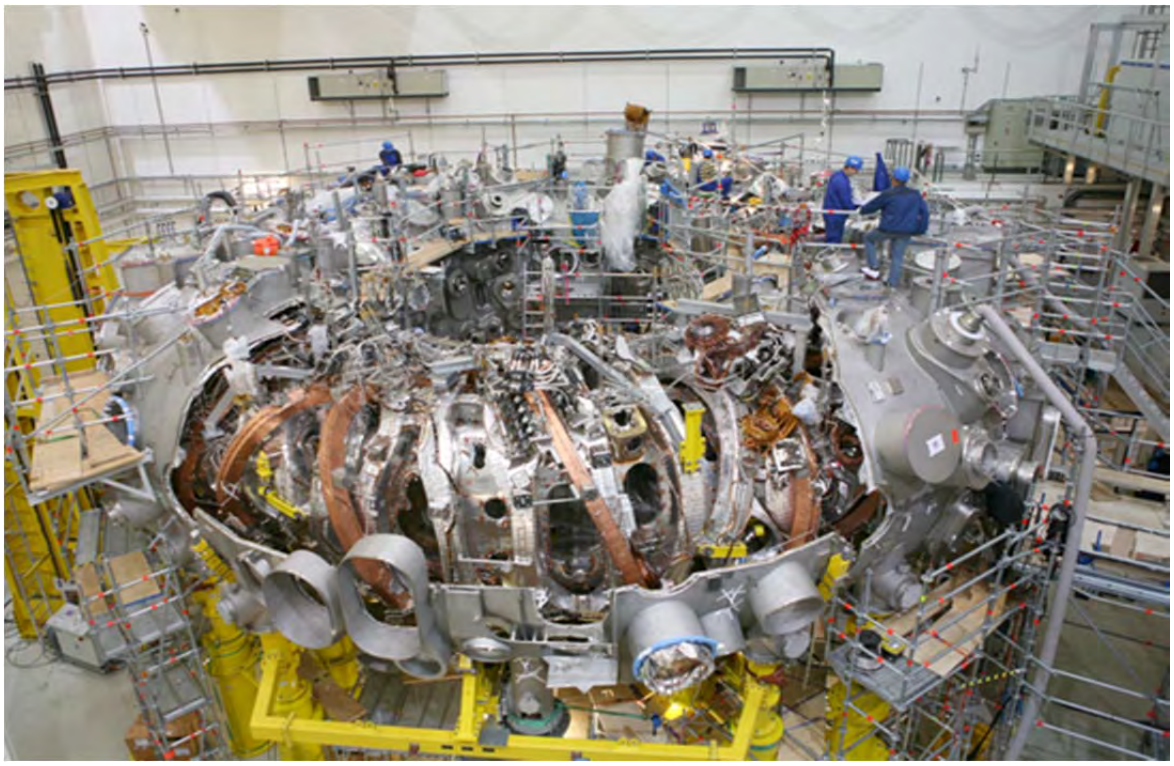


Abbildung 4*: Ansicht von Wendelstein 7-X (Stand November 2011). Zu sehen ist die toroidale Form des Kryostatgefäßes, in dem sich die supraleitenden Spulen und innerhalb der Spulen das Plasmagefäß befinden. Dem Modul im Vordergrund fehlt noch der obere Teil des Kryostatgefäßes.*

Wendelstein 7- X

Die in den vorangegangenen Abschnitten diskutierten Eigenschaften des Stellarators und die daraus abgeleiteten Forderungen, um aus ihm ein kraftwerkstaugliches Einschlusskonzept zu machen, bilden die Grundlage für das Design von Wendelstein 7-X. Zusammengefasst sind das die Verbesserung des magnetischen Einschlusses – für das thermische Plasma und die schnellen Ionen gleichermaßen –, die Stabilität bei hinreichend hohem Plasmadruck, der Erhalt der einschließenden Magnetfeldkonfiguration auch bei zunehmendem Plasmadruck und schließlich ein tragfähiges Konzept für die Teilchen- und Energieabfuhr. Für die Realisierung der letzten beiden Punkte verlässt sich Wendelstein 7-X auf die weitgehende Vermeidung von Plasmaströmen, die sich mit zunehmendem Plasmadruck bilden und somit das von den externen Spulen erzeugte Magnetfeld verändern. So gesehen ist Wendelstein 7-X die rigoroseste Umsetzung eines Stellarators, welcher das Plasma weitestgehend vom einschließenden Magnetfeld entkoppelt. Im Tokamak sind Plasma und einschließendes Magnetfeld dagegen über den Plasmastrom, welcher einen Teil des einschließenden Magnetfelds erzeugt, direkt gekoppelt.

Die meisten Stellaratoren, die bisher gebaut wurden, verwenden helikale Spulen (siehe Abbildung 1(b)). Die gezielte Formung des Magnetfeldes erfordert jedoch eine viel flexiblere Spulenanordnung. Deshalb verwendet Wendelstein 7-X nicht-planare Spulen, die individuell eine poloidale und toroidale Magnetfeldkomponente erzeugen (Abbildung 3(a)). Zudem ergibt sich daraus der Vorteil keine großen helikalen Spulen wickeln zu müssen. Allerdings bedarf es sehr starker Stützstrukturen, da nicht-planaren Spulen vergleichsweise große Kräfte verursachen.

70 supraleitende Spulen formen das Magnetfeld von Wendelstein 7-X. Davon sind 50 nicht-planar und für den Einschluss des Plasmas verantwortlich. 20 planare Spulen übernehmen die Kontrolle der radialen Position des Plasmas und können zudem die Rotationstransformation verändern. Die Spulenanordnung besteht aus fünf gleichen Modulen, die zusammen das toroidal geschlossen Magnetfeld bilden. Der große Radius der toroidalen Anlage beträgt 5,5 m, der poloidale Durchmesser des Plasmas im Mittel etwa 1,1 Meter, woraus sich ein Plasmavolumen von 30 m^3 ergibt. Wendelstein 7-X ist ausgelegt für den stationären Plasmabetrieb. Tritium soll jedoch nicht verwendet werden, da die Anlage nicht groß genug ist und das Magnetfeld (von bis zu 3T) nicht stark genug ist, um ausreichend Fusionsleistung zu erzeugen. Fusionsrelevante Temperaturen und Drücke werden deshalb durch die kontinuierlich zugeführte Heizung des Plasmas aufrecht erhalten (Größenordnung 10 MW). Sowohl der normierte Plasmadruck (das Verhältnis zwischen kinetischem Plasmadruck und Magnetfelddruck) als auch die Wärmeflüsse auf die Divertortargets liegen dabei in kraftwerksrelevanten Bereichen. Inzwischen befindet sich Wendelstein 7-X in der Endphase der Montage, welche 2014 abgeschlossen sein wird. Der Beginn des wissenschaftlichen Programms ist 2015 nach einer einjährigen Inbetriebnahme geplant.

Ein Stellarator als Fusionskraftwerk

Extrapoliert man von Wendelstein 7-X zu einem Fusionskraftwerk, so sind etwa das doppelte Magnetfeld und der drei- bis vierfache Radius (18 – 22 m) notwendig, um ein gezündetes Plasma zu erreichen [C. Beidler et al., Nuclear Fusion 41 (2001) 1759; R. C.

Wolf et al., Fusion Engineering and Design 83 (2008) 990]. Das favorisierte Konzept ist eine um ein Magnetmodul reduzierte Anordnung mit einem großen Radius von 18 m. Sie stellt derzeit den besten Kompromiss aus reduzierter Größe, Verringerung der Zahl der Spulen und ausreichend guten Einschlusseigenschaften dar. Die Größe berücksichtigt auch den Platz für das das Plasma umgebende Blanket, in dem die Neutronen absorbiert werden und diese aus Lithium Tritium erbrüten. Der Querschnitt des Plasmas und der der umgebenden Spulen entsprechen etwa dem poloidalen Querschnitt von ITER. Erste Untersuchungen zeigen, dass lediglich in der Form modifizierte ITER-Spulen geeignet wären so einen Stellarator zu bauen [F. Schauer et al., Contrib. Plasma Phys. 50 (2010) 750].

Für ein Stellaratorkraftwerk sind grundsätzlich auch andere Optimierungsstrategien denkbar. Amerikanische Studien haben einen kompakten Stellarator untersucht [A. R. Raffray et al., Fusion Science and Technology 54 (2008) 725], der eine quasi-toroidale Symmetrie aufweist und den vom Plasmadruck generierten Bootstrapstrom maximiert, anstatt wie bei Wendelstein 7-X Plasmaströme möglichst klein zu halten.

Für die technische Weiterentwicklung des Stellarators ist besonders wichtig, passende Konzepte für das Blanket und die Wartung der im Plasmagefäß befindlichen und aktivierten Komponenten zu finden. Während die grundlegenden Prinzipien der Blankettechnologie vom Tokamak übernommen werden können und in ITER erstmals Blanketmodule getestet werden sollen, bedeutet die komplizierte Geometrie des Stellarators eine zusätzliche Schwierigkeit.

Zusammenfassung

Das stationäre Magnetfeld macht den Stellarator zu einer vielversprechenden Alternative zum Tokamak. Der fehlende Plasmastrom verringert zudem den Energiebedarf, der für die Aufrechterhaltung des Plasmas notwendig ist. Um die grundlegenden Einschlusseigenschaften zu erfüllen, bedarf es eines optimierten Magnetfeldes und nicht-planarer Spulen, um dieses Feld zu generieren. Der Stellarator Wendelstein 7-X ist der erste Stellarator, dessen Design konsequent von solchen Optimierungskriterien abgeleitet wurde. Sein Konzept beruht auf eine weitestgehenden Entkopplung zwischen Magnetfeld und Plasma. Das Ziel von Wendelstein 7-X ist, die grundsätzliche Kraftwerkstauglichkeit des Konzepts nachzuweisen. Viele der noch durchzuführenden technologischen Entwicklungen sind für Tokamak und Stellarator sehr ähnlich. Eine der Herausforderungen für den Tokamak ist die Entwicklung einer effizienten Methode, den Plasmastrom stationär bereit zu stellen. Für ein Stellaratorkraftwerk ist dagegen mit einem größeren Entwicklungs-aufwand für Brutblanket und Divertor zu rechnen.

Prof. Dr. Robert Wolf
Max-Planck-Institut für Plasmaphysik
EURATOM Assoziation
Teilinstitut Greifswald
Wendelsteinstrasse 1
D-17491 Greifswald

Production and conversion of liquid fuels and hydrogen from biomass and natural gas using microreactor technology

P. Pfeifer, Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Institute of Micro Process Engineering (IMVT)

Abstract

Microreactors have gained attention over the last two decades with respect to process intensification due to their enhanced mass and heat transfer characteristics and also due to their low inventory of reactants when reaction rates are increased. IMVT has identified this potential for energy related applications as early as 1997 and started projects on hydrogen and synthesis gas production. Several methods for catalyst application to microchannel walls have been developed for enabling the conduction of heterogeneously catalysed processes in microreactors.

Within this contribution, an outline of different processes and recent advances is given in the fields of catalyst preparation and lab-reactor construction, hydrogen and synthesis gas production as well as fuel synthesis from synthesis gas, either derived from biomass or stranded/off-shore gas. Additionally, the issues of conducting heterogeneously catalysed exothermic equilibrium reactions such as the water-gas shift for upgrading biomass-derived synthesis gas or methanol synthesis from the synthesis gas are discussed. Scaling up the reactors to pilot scale is addressed.

Introduction

Fuel cells allow the direct conversion of chemicals into electrical energy. Efficiencies above the Carnot efficiency of combustion engines can be reached. However, for low-temperature fuel cells hydrogen is required as feed. The problem so far is the storage of H_2. Even with optimized metal hydride materials or new types of high pressure or cryogenic liquid tanks, the weight and volume of the entire hydrogen storage system is higher than for conventional fuels [1]. Thus, the use of hydrogen leads to a lower range of vehicles in comparison to an internal combustion engine.

H_2 production from resources in a chemical process on site is also problematic. Since H_2 demand can vary significantly over time, the system components like reformer and heat exchangers have to be able to cope with highly dynamic operation, and a high efficiency is required. This kind of operation is not possible with conventional chemical reactors, as they are optimized for steady state operation.

The Institute for Micro Process Engineering (IMVT) develops microstructured devices, which consist of several thousands of microchannels in metals since 1989. With the help of nanostructured catalyst layers on the channel walls these devices can be used as reactors.

Due to the small distance between the microchannels, the temperature of the hydrogen production system can be established within seconds. Extremely high amounts of heat and mass can be transferred in a short time (see Fig.1). Thus, the equipment size, weight and energy losses can be reduced to a level that the overall efficiency of the system for generating of H_2 can almost reach the theoretical efficiency [2,3]. Current research addresses also the integration of Palladium membranes directly into the microreactor for hydrogen production. This approach may allow reduced mass transport limitations to the membrane, which should remove pure hydrogen. The reforming reaction, on the other hand, benefits from the removal of hydrogen since hydrogen is suppressing the reaction rate on the catalyst surface and reduces the maximum conversion due to the thermodynamic equilibrium between reactants and products.

Direct coupling of an exothermic reaction to the endothermic hydrogen production is favourable for the design of the H_2 production system. Heating of reformers via externally generated hot flue gas by homogeneous combustion is not feasible, since the hot gas temperature must be lowered by additional air dilution to a level below 1000 ° C to avoid damaging the metallic microstructure. An important aspect is the formation of coke at specific reaction temperatures. However, for the production of clean hydrogen in microreactors a targeted "plugging" of microsystems with coke seems feasible.

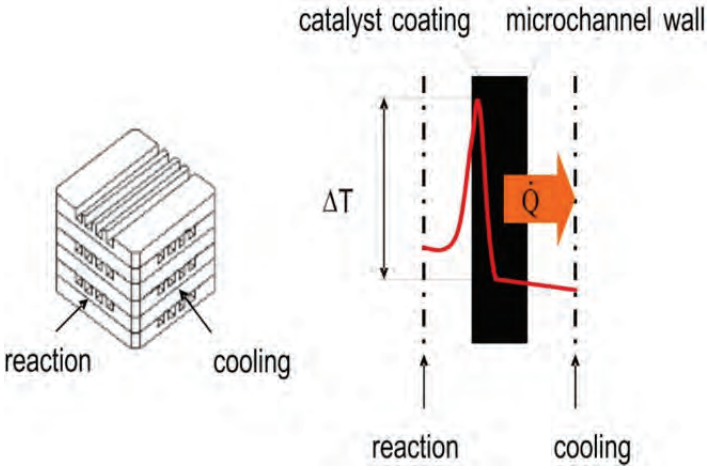


***Fig. 1**: Schematic of microchanneled plates in which reactions can be conducted nearly isothermal due to low heat transfer resistances (left) and schematic of catalyst coating on top of such microchannel walls possessing only a small temperature gradient (ΔT < 1 K) for a strongly exothermic reaction due to fast heat removal to the cooling fluid (right).*

The second energy related application, which will be of great importance in the future, is the conversion of synthesis gas (“syngas”) into liquid fuels. With around 25% of world’s proven natural gas reserves located in remote areas offshore, conversion of so called “stranded gas” into transportable fuels and chemicals calls for new technologies. An analysis of satellite data, from which the amount of flared gas can be calculated, shows that roughly 0.04 m^3 of natural gas is accompanied with 1 litre of crude oil [4]. The Fischer-Tropsch synthesis is one commercial pathway for the conversion of natural gas to

transportation fuels. However, for offshore production, the conversion technology should be compact, modular and light-weight. Microstructured reactors enable isothermal operation of the highly exothermic Fischer-Tropsch reaction (165 kJ/mol) which creates a variety of linear long-chained hydrocarbons. Hence, microstructured reactors could be especially suitable for highly active Fischer-Tropsch catalysts and product shaping. Taking into account some rough estimates from Life Cycle Assessment, calculations at KIT show that for an average off-shore platform the energy output can be increased by 2 % and that the CO_2 off-shore emission can be reduced to 40 % by such a compact process.

A highly efficient generation of fuels and platform chemicals from biomass with respect to energy balance and resources is necessary to avoid competition of fuel and food. Second generation biofuels and biochemicals, i.e. the conversion of gasified biomass to fuels and chemicals, would in principle enable a much higher biomass utilisation compared to processes like fermentation of corn. However, product shaping in the synthesis is again difficult due to mass transfer limitations and hot spots occurring in conventional reactors. Therefore new developments at IMVT comprise also systems for methanol synthesis, direct di-methyl ether synthesis and high temperature / high pressure shift reactions. The latter reaction can be applied for conditioning of the created syngas for further synthesis of fuels or chemicals.

A specific point which is addressed by IMVT for the latter type of reactions is that most studies in literature refer to just keeping the reactor temperature constant and thus enabling isothermal operation conditions. For exothermic equilibrium reactions, such as the water-gas shift or methanol synthesis, this is, however, not the optimum temperature profile. The first reaction may be necessary for the biomass conversion into fuels since dry biomass gasification yields a low H_2/CO ratio in the synthesis gas. The initial reaction rate is mainly influenced by the Arrhenius dependence and thus high reaction temperatures are favourable. With increasing conversion, approaching to equilibrium, however, will reduce the rate considerably and a lower reaction temperature should be employed. The maximum rate r as a function of the conversion X can be found by setting $\frac{dr(X)}{dT} = 0$.

By using counter-current cooling in microreactors, the optimum falling temperature profile may be approximated in an effective way. Laboratory microreactors are usually small in size, i.e. channel length is below 10 cm, so heat conduction in the microstructure may significantly contribute to the heat flux along the reaction zone. If this axial heat flux is within the range of the heat to be transferred, the desired temperature gradients may be significantly reduced. On the contrary, the conductive heat flux in the microstructure can be used on purpose to establish a certain temperature profile. Due to the fact that the heat production rate is usually decreasing with increasing conversion, heat removal by effective cooling may be higher than desired at the reactor outlet.

Catalyst introduction and lab-reactor construction

Over the last decades lot of effort has been invested into the development of methods to apply catalyst into microstructures or onto microchannel walls. Two reviews show the technology progress [5,6] and the difficulties and considerations which arise in individual chemical processes are described in a recent book chapter [7].

Two main principles are applied today: the introduction of fine powder catalyst in slit like arrangements, so called micro fixed bed or micro packed bed, and the application of catalyst coatings to microchannel walls. A SEM of the applied structures which can be filled is shown in Fig. 2 together with an image of a catalyst filling, taken through a glass window on top of the structure (normally a metal plate is on top of the pillars to form a slit). Examples from recent work at IMVT with regard to catalyst coating development are shown in Figure 3. Main objectives of the catalyst integration are high surface area, high activity of the catalytic active species, and improved adhesion on the wall amongst several other issues [7].

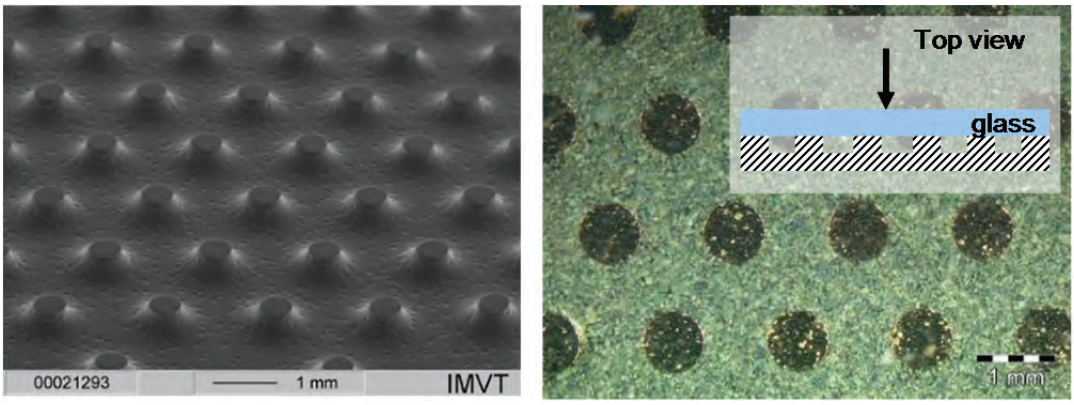


***Fig. 2**: SEM of a microstructured plate for catalyst powder integration (left) and image of a catalyst filling through a glass (right side).*

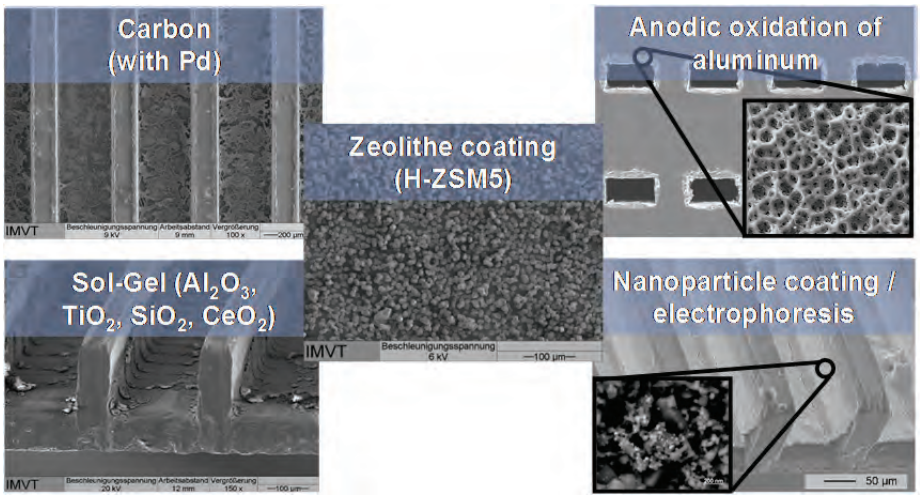


***Fig. 3**: SEMs of microchanneled plates with different catalyst coatings.*

Two types of lab-scale reactors are currently used at IMVT in the application field of hydrogen or fuel synthesis from biomass or remote natural gas. One type refers to integration of catalyst powder but is operated in cross flow with heat exchange fluid to operate at strictly isothermal conditions. The other type of lab-reactor can either be operated

with catalyst powder filling or with coated microchannel plates. This reactor allows exchange of the microstructure and is heated by cartridges and a temperature profile can be superposed along the channels to optimize local reaction rates.

Coupling Exothermic and Endothermic Reactions for H_2-Generation

Figure 4: Pressure drop calculation for a steam reformer at different mass flows of hot flue gas and component height as a function of number structured metal plates.

The process of steam reforming of natural gas or other hydrocarbons either derived from fossil or biomass resources is endothermic. Heat must be efficiently introduced into the reactor system to facilitate the reaction and in order to generate a high net energy output with regard to the overall system including the fuel cell for electricity generation. Microreactors are proven to possess extraordinary heat exchange capabilities, but this heat transfer is accompanied with higher pressure drop. Figure 4 shows the dependence of the pressure loss and the stack height - equivalent to the size of the reactor - depending on the number of microstructured metal sheets for a gasoline reformer with a flue gas heating (homogeneous combustion of gasoline) to produce a hydrogen-rich gas. The calculation takes into account full conversion for reforming. The two different flue gas fluxes (38.5 and 12.5 kg / h) for the pressure drop calculation are equivalent to different reformer inlet temperatures (850 °C and 1100 °C) and temperature differences between inlet and outlet of the flue gas, respectively. With a low mass flow of flue gas, equivalent to a very high inlet temperature of the flue gas and a possible damage of the microstructure, a pressure drop boundary condition of 30 mbar (“maximum”) can be achieved with a number of 70 metal sheets. On the other hand, with a higher flux the boundary conditions for the maximum size of the reformer (less than 20 cm stacking height) cannot be obtained.

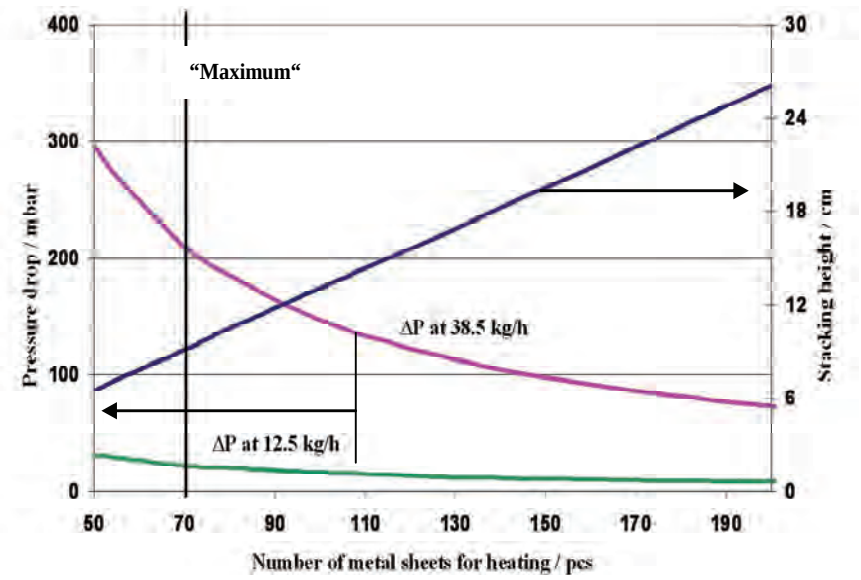


***Fig. 4**: Pressure drop calculation for a steam reformer at different mass flows of hot flue gas and component height as a function of number structured metal plates.*

Due to the problem of optimization of the pressure loss in combination with the flue gas temperature, a direct coupling of an exothermic reaction with the endothermic steps in hydrogen production in microreactors is a preferred heat integration method. A total oxidation could be carried out at nearly-stoichiometric condition without a temperature maximum as occurring with homogeneous combustion.

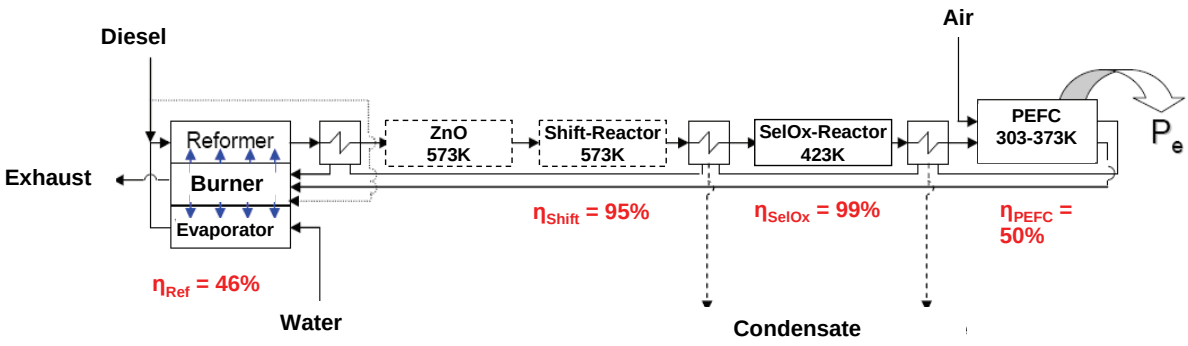


***Fig. 5**: Flowchart of the overall system for generating electrical energy with direct thermal coupling of combustion and evaporation and condensation on the example of diesel steam reforming.*

A schematic of the overall process for the production of H_2 for fuel cells from liquid hydrocarbon mixtures such as Diesel under the provision of a combined endo- and exothermic process for steam reforming is shown in Figure 5. The fuel is mixed with evaporated water and converted in the reformer into a hydrogen rich gas. The reformate is cooled, and is cleaned, for example, by shift reaction and selective oxidation to remove carbon monoxide (CO). The cleaned gas is used for the production of electrical energy in a PEM fuel cell (PEFC). The residual H_2 in the fuel cell off-gas can be burnt and used for heating and evaporation of the reactant flows or to meet the energy demand of the steam reforming.

Taking into account the efficiency of the indival steps yields an overall efficiency, including that of the fuel cell, of 22%. This is significantly higher than for a system of diesel engine and generator [8] with 4.5%.

However, in order to perform such a coupling of endothermic and exothermic reactions, the system must be optimized for operation with the evaporator and the reformer. Because of the different reaction rates of combustion of hydrogen (the anode exhaust of the fuel cell included) and reforming, this is not trivial. To start a system from ambient temperature requires a very active noble metal catalyst. With such a catalyst the hydrogen conversion can be very fast at final operating temperature of the reformer, i.e. in a few millimeters of microchannel length full conversion can be reached at a residence of only 3 ms. Steam reforming, which requires according to our experience 50 to 300 ms residence time [9,10], possesses a fundamentally different heat demand. To balance heat supply and demand, hydrogen can be mixed with air in sections. To be able to balance heat generation and consumption by this procedure, kinetic models are needed. Power law models or

elementary step models are produced in collaboration with other research groups. Isothermally designed experiments in test reactors where the catalyst layers are produced on exchangeable microstructured sheets serve for the verification of the models [11,12]. An example of such a microstructured diesel reformer with integrated catalytic combustion and its characteristics was previously published [13].

In addition to maximizing the volume fraction of catalyst, an important aspect is the optimization of the catalyst productivity. The mass ratio of catalyst and reactor volume or weight of microstructure reactors is rather low [14]. IMVT already achieved values for the catalyst productivity of up to 40 $g_{hydrocarbon}$ / (g_{cat}h). The productivity and the volume fraction ultimately decide on a minimization of system weight, the ratio m_{steel} / F_{in}, i.e. the mass of steel from the reactor in relation to a given hydrocarbon flux. This ratio should be in the range of about 5 g_{steel}h / $g_{hydrocarbon}$.

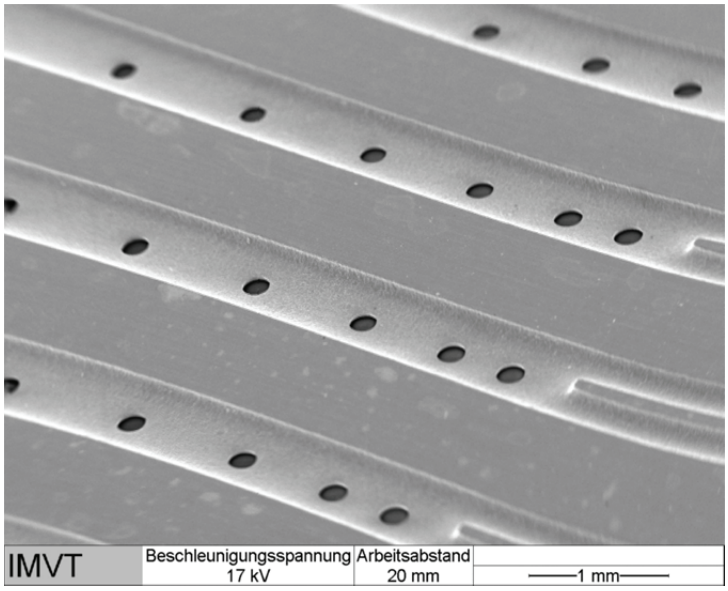


Fig. 6*: Hydrogen distribution holes with increasing spacing to approximate the heat demand of methanol steam reforming*

Figure 6 shows, based on modeling, the distribution of interconnecting holes for hydrogen transfer into the channel for the conduction of the exothermic reaction. In this design the consideration of the pressure loss in the hydrogen distribution channels below the transfer holes and the pressure loss in the combustion channel in relation to the pressure loss in each transfer hole is important. The intended flow per transfer hole should be equal. An alternative to the design shown by etching is the use of even smaller holes made by laser structuring. Examples of such reactor designs can be found in literature [15]. Since the lab–scale systems either combine reforming or evaporation and heat supply, the heat losses may, depending on the temperature level of the process, be between negligible [15] and dominant [13,16].

Example: pure hydrogen from cracking propane

The opinion prevails that coking or hydracarbon cracking reactions are not compatible - in the sense of avoiding solids and associated plugging - with microsystems. However, coke formation was only observed in substantial amounts in steam reforming of diesel and ethanol, although this has not led to blockage of the channels. This is even valid for situations when the vapor dosage failed during the experiments. It appeared that in this context, the stability of the catalyst and the choice of the reactor material is more important. For example, systems comprising alumina were irreversible damaged in absence of steam, whereas cerium oxide layers showed no reduction in catalyst activity. This was attributed to the reported cerium oxide oxygen storage effect [11,12]. A complete regeneration of the cerium-based catalyst systems was possible by short-term oxygen treatment at reforming temperature. Nicrofer 3220H or the American Alloy 800 H show little catalytic function to form coke and low adherence of coke, while stainless steel like 1.4404 well promotes coke formation.

Based on this experience, a system was built to be used specifically for the cracking reactions of propane for hydrogen production. An advantage of this technology was that the reaction product almost exclusively consisted of hydrogen gas. The catalyst system was a vanadium oxide coated stainless steel net integrated in a Nicrofer reactor. The stainless steel catalyzes an initial coke formation and coke itself becomes the active catalyst. For a permanent production of hydrogen, regeneration of the catalyst is required, i.e. at least two separate reaction zones for cracking and regeneration are needed. These zones have to be alternatively switched. For additional warming-up and maintaining the operating temperature, combustion of the fuel cell anode exhaust gas or of the regeneration exhaust gas is necessary. The exhaust gas from regeneration is mainly containing carbon monoxide. In principle, the following two reaction equations are valid for cracking (1) and regeneration (2).

$$C_3H_8 = 4\ H_2 + 3\ C \qquad \Delta H_R = +\ 104\ \text{kJ/mol}\ C_3H_8 \qquad (1)$$

$$3\ C + 1.5\ O_2 = 3\ CO \qquad \Delta H_R = 3 * (-\ 110.5\ \text{kJ/mol C}) \qquad (2)$$

Figure 7 shows the basic structure of the developed apparatus and a photograph of the system which was designed for a flow rate of 3 l_N / min. The reactor contains alternating stacks of four pieces of steel net and two microstructured plates for the dosing of combustion air into the combustion channels. The orientation of the steel net changes after each combustion zone by 90° so that two passages, one for regeneration and one for cracking are formed.

Currently, the time requirements for regeneration and for cracking are different. The regeneration phase is about five times longer than the cracking. In addition, the required length of the steel net is significantly shorter, i.e. carbon deposits are found only at the entrance. Thus the total number of required passages and switching actions are higher. It is necessary in the current design to burn considerable amounts of anode off-gas to maintain the temperature of the system due to the different time scales of regeneration and cracking (for details see [17]). The design for such reactors has to be modified in the future.

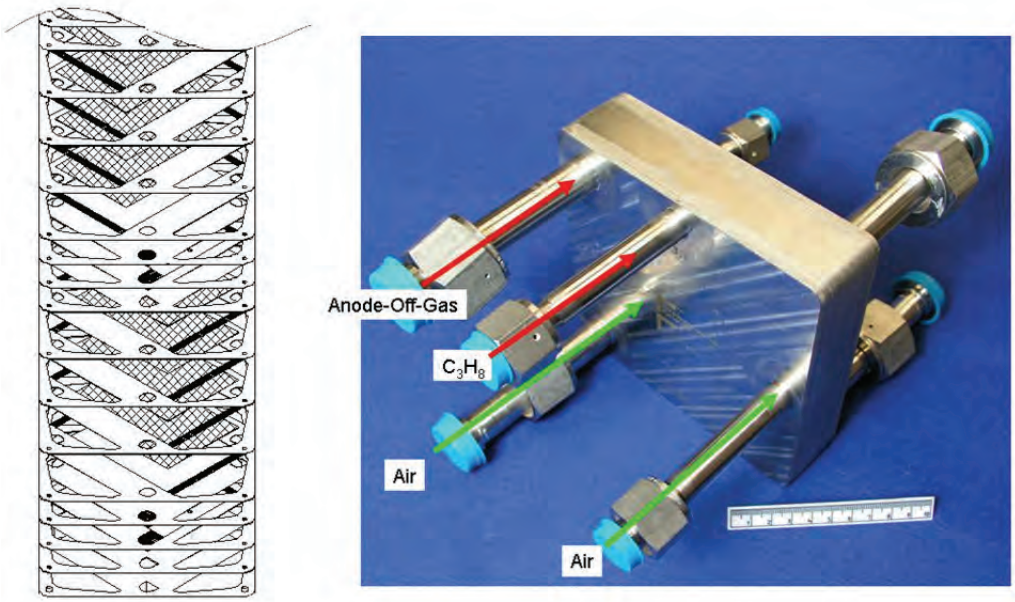


***Fig. 7**: Stacking sequence of cracking reactor (left) and photograph of the cracking reactor (right).*

Integration of membranes for in-situ hydrogen separation while reforming

The reforming reaction produces a hydrogen-rich gas containing also CO, which has to be removed in several steps (see Figure 5) in order not to poison the PEM fuel cell while feeding the hydrogen. An alternative to several clean-up processes like water gas shift, selective oxidation or methanation, is the application of a dense palladium membrane. To provide a high flux of hydrogen over the membrane a high pressure gradient and a thin membrane are necessary. Applying high pressure, however, shifts the equilibrium of the reforming reaction to the reactants and full conversion is not possible, and the membranes get easily damaged. By integrating the membrane into the microreactor these disadvantages can be avoided. The membrane can be easily supported in the small channels with regard to pressure cracks and the reaction can be facilitated through in-situ removal of hydrogen. Three different approaches are currently addressed at IMVT:

a) Integration of palladium thin foils directly between metal microchannels (for T < 400°C)
b) integration of palladium thin foils on a porous metal support with ceramic porous diffusion barrier layer (prevents diffusion of steel components into Pd or vice versa) on top of microchannels (for T > 400°C)
c) Preparation of palladium thin films on a porous metal support with ceramic porous diffusion barrier layer on top of microchannels (for T > 400°C)

For approach (a) the steps from the microstructured plates and the membrane, to a laser welded membrane assembly, and the module in which the membrane assembly gets tested are shown in Figure 8.

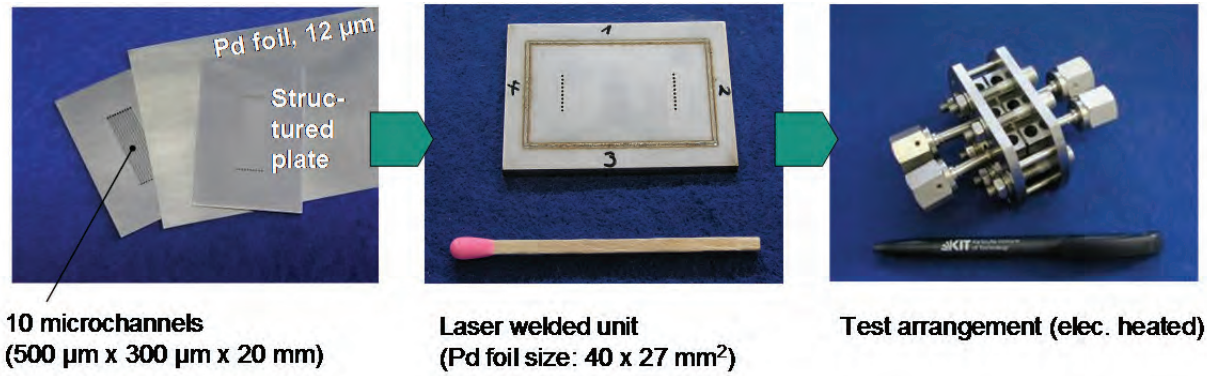


***Fig. 8**: Microchannel plates and membrane (left), laser welded assembly of membrane and microchannels (middle) and test arrangement for membranes assemblies (right).*

Examples from BtL Technology

For the production of liquid synfuels from biomass feedstocks (BtL) and low-hydrogen fossil raw materials, a ***water gas shift reaction*** step carried out at high pressure and temperature may be advantageous for minimizing energy losses. If gasification yields an insufficient H_2/CO ratio for fuel synthesis and high pressure can be applied, subsequent gas cleaning and water gas shift should be carried out at elevated pressure and above the temperature level of the synthesis.

For the laboratory tests a new microstructured reactor design was built, which allows testing of catalysts powder in a micro fixed bed or as sheets with channel wall catalyst coating at elevated pressure and temperature (up to 50 bars, 600°C). Wall coated catalysts of 5 wt.% Pt/CeO_2, Pt/CeO_2/Al_2O_3 (Fig. 9) and 5 wt.% Ru/ZrO_2 have been produced by incipient wetness impregnation and sol-gel technology.

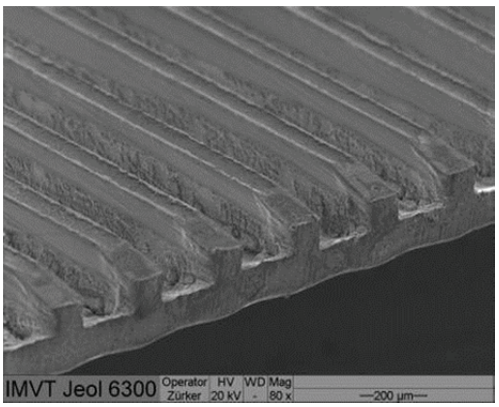


***Fig. 9**: Scanning Electron Microscopy image of the applied Pt/CeO_2/Al_2O_3 coating on 200 x 200 µm microchannels*

The platinum catalyst systems were shown to be highly active under operating conditions above 400°C, and equilibrium yields of CO_2 can be reached at 500 to 600°C. At elevated pressure, the reaction rate increases due to increased partial pressure of the reactants (Fig. 10). Negligible hydrocarbon product concentrations such as methane were found which would be thermodynamically attractive under the process conditions [18]. Also coke formation happened in the microreactor inlet which has been found to be formed in the gas phase during heating up the gas mixture. The Ruthenium catalyst system enables high reaction rates below 400°C (see also [19]).

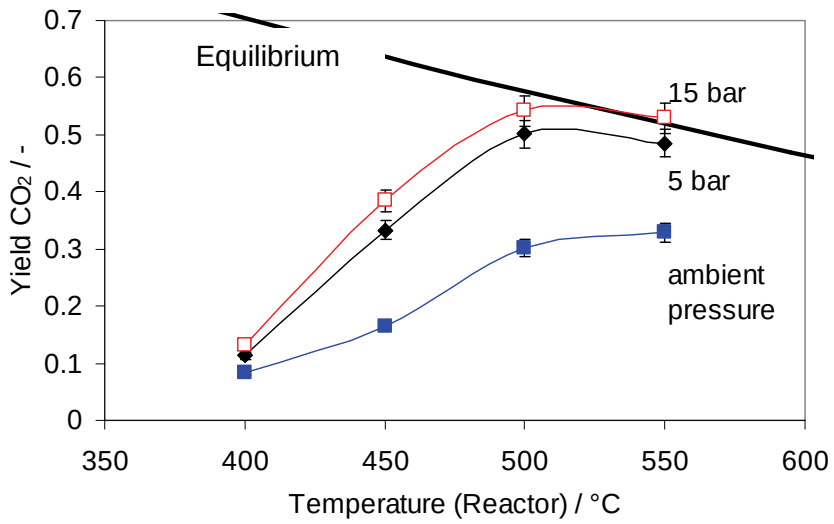


***Fig. 10**: Measured yields of CO_2 compared to equilibrium values for the $Pt/CeO_2/Al_2O_3$ coating at different pressures, modified residence time of 4e-4 g*min/cm^3, and a feed composition of 32% CO, 10% CO_2, 18% H_2, 10% N_2, 30% H_2O*

In the conversion of syngas to methanol, the applied pressure is usually around 50-100 bar, since the thermodynamic equilibrium is unfavourable at lower pressure. In terms of the chemical equilibrium shift, an option to methanol separation arises, by simultaneous conversion of methanol to di-methyl ether (DME). This ***one-step process for DME synthesis*** is thermodynamically favourable, and a higher CO conversion rate can be achieved over hybrid catalysts, even operating at lower pressures and higher temperatures than a two step process. However, there is a clear increase in the potential for thermal runaway of the catalyst bed due to the lower methanol partial pressure and the associated CO conversion rate increase. The application of microstructured reactors would reduce this risk considerably, and thus process intensification with optimized process conditions seems possible. The advantages may be useful for compact GTL (gas-to-liquid) or remote BTL (biomass-to-liquid) applications.

Various methods have been investigated for the deposition of a mixture of the methanol synthesis catalyst and the dehydration catalyst. For the preparation of the methanol synthesis catalyst $Cu/ZnO/Al_2O_3$ a method of stepwise co-precipitation of the metal nitrates was followed at elevated temperature of 65°C [20]. For the dehydration

catalyst direct Al_2O_3 deposition was performed by a sol-gel synthesis developed at IMVT [21], and alternatively H-ZSM5 catalysts were produced by hydrothermal synthesis.

From XRD it was found that the alumina prepared by sol-gel and calcined at different temperatures showed no transition from the amorphous state into gamma alumina up to 700°C, but was converted into the delta and alpha phase at 800 and 1000°C respectively. This is in agreement with ammonia desorption experiments where also negligible acidic function was found. The HZSM-5, created by growth on silicalite seeds, exhibited good crystallinity and reasonable acidity but its growth on stainless steel plates was much more difficult. Almost homogenous growth of the zeolites has been reached by initial sol-gel coating, followed by silicalite seeding and hydrothermal synthesis of the H-ZSM5 (Fig. 3). For the copper catalyst system compositions of 65/25/10 wt.% of $CuO/ZnO/Al_2O_3$ were obtained with BET surface areas of approximately 125 m^2/g.

In the case of ***Fischer-Tropsch synthesis*** (FT) it was demonstrated by IMVT and collaboration partners that very active catalysts can be operated under conditions, which can only be applied in conventional reaction engineering equipment under 1:20 dilution ratio of the catalyst to effectively remove the reaction heat [22]. Since in some cases a by-product formation on the microchannel walls can be observed due to inherent high surface area to volume ratio, an investigation on wall influences on the reaction performance is often necessary. For the FT application absolutely no influence of the wall material was observed. Neither the product distribution nor the deactivation of the catalyst was modified. While showing that the pressure drop over the applied packed bed catalyst is reasonably low, even for the small particles sizes of 50-150 µm and several meters of bed length, the huge potential of the technology becomes obvious. Taking into account the same catalyst loading for the applied microsystem as for conventional reaction engineering equipment it becomes clear that over 90% size reduction is feasible and compact systems can be built.

Shaping reaction rates for exothermic equilibrium reactions

As stated in the introduction, microreactors can offer more than just enabling isothermal conditions. For exothermic equilibrium reactions a decreasing temperature profile would be advantageous for following the optimum trajectory of the reaction rate in the conversion-temperature plot. However, too effective cooling in counter-current mode could lead to quenching of the reaction - starting from the reactor outlet.

To avoid such quenching, a more detailed investigation of the importance of the axial heat flux along the reactor is needed. Investigating a stack of multiple microstructured foils for the reaction and only one cooling foil (asymmetric stacking), the effect of quenching can be reduced. A semi-porous body model indicates that an increase of the foil ratio (reaction vs. cooling) increases the axial temperature gradients, while the temperature of the stack of reaction foils in such an arrangement remains almost constant at any axial position in the direction of the heat transfer.

In the water gas shift reaction, a kinetic rate expression for a copper catalyst system [23] with the pre-exponential factor adjusted to obtain conversions close to experimental results was applied at IMVT so far. The model suggests that the expected conversion for a linear decrease of temperature is above the conversion for isothermal operation both for low and high operating temperature (Fig. 11).

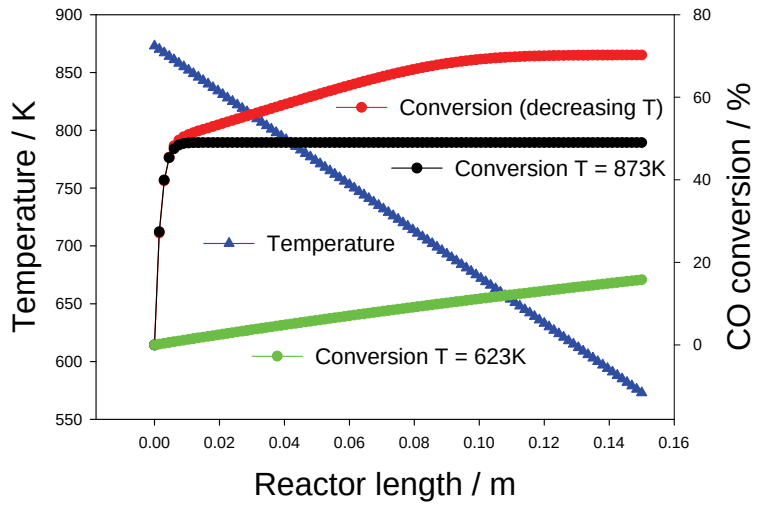


***Fig. 11**: Calculated conversion for isothermal operation at low and high temperature and for a linear falling temperature profile for the water gas shift reaction.*

Scaling up microreactor technology to pilot operation

The microreactor interior channels and structures have to be reasonably small to obtain high heat and mass transfer capabilities. However, the outer size of the reactors doesn't necessarily have to be small – microchannels or microstructures can be multiplied to a larger stack with more plates and more channels per plate. In previous projects on liquid phase reactions IMVT was able to show that a reactor for 1.5 t/h of throughput can be built and operated [24]. For heterogeneously catalysed gas phase processes like the fuel production from syngas, the different density of the fluid creates the need for up-scaling the outer size of the microreactors even further. Lab-scale reactors have been built in the range of 2 g of catalyst and 200 g of catalyst per reactor have been applied for technical scale. 2011 an even larger diffusion bonding oven for fabrication of pilot scale reactors has been installed at IMVT. A scale with 7 to 30 kg catalyst seems feasible in one microchannel plate stack. This turns out to be large enough to produce at least 10 kg/h of FT product within one module. A reactor system for water gas shift has been built for 5 m^3/h throughput of syngas, which will be operated with biomass-derived syngas from an entrained flow gasifier in the near future.

Conclusions

The current contribution shows that microreactor technology has great potential for energy applications. Two major applications are in the focus at IMVT: flexible, small scale hydrogen production for fuel cell applications and compact systems fuel synthesis, either from biomass or off-shore natural gas. The demand for compact systems in both applications may only be fulfilled by advanced catalyst design enabling high reaction rates and by optimized temperature profiles in the reactor. The latter is of high importance for

exothermic equilibrium reactions, such as methanol synthesis and water gas shift reaction. Finally, by expanded facilities for fabrication, a great potential for demonstration of the technology on pilot scale is available.

Acknowledgement: I would like to gratefully acknowledge my co-workers within IMVT, which were contributing to the results cited in the different energy-related applications. Special thanks go to IMVT's fabrication group for hardware support.

References

[1] S. Satyapal, J. Petrovic, C. Read, G. Thomas, G. Ordaz, *Cat. Tod.*, 120 (2007), 2410–2510

[2] P. Pfeifer, K. Haas-Santo, O. Görke, in *Micro Process Engineering*, Volume 2, Wiley-VCH, Weinheim, 2009, 445-463

[3] G. Kolb, in *Micro Process Engineering*, Volume 2, Wiley-VCH, Weinheim, 2009, 421-439

[4] C.D. Elvidge, D. Ziskin, K.E. Baugh, B.T. Tuttle, T. Ghosh, D.W. Pack, E.H. Erwin, M. Zhizhin, *Energies*, 2 (2009), 595-622; doi:10.3390/en20300595

[5] V. Meille, *Appl. Cat. A: Gen.*, 315 (2006), 1-17

[6] A. Renken, L. Kiwi-Minsker, *Adv. Cat.*, 53 (2010), 47-122

[7] P. Pfeifer. Application of Catalysts to Metal Microreactor Systems, in *Microfabrication*, InTech – Open Access Publisher, to appear in 2011

[8] J. Thormann, Diesel-Dampfreformierung in Mikrostrukturreaktoren, *Dissertation TU Clausthal*, 2008

[9] P. Pfeifer, K. Schubert, M.A. Liauw, G. Emig, *Chem. Eng. Res. Des.*, 81 (2003), 711-720

[10] P. Pfeifer, K. Schubert, M.A. Liauw, G. Emig, *Appl. Cat. A: Gen.*, 270 (2004), 165–175

[11] J. Thormann, P. Pfeifer, U. Kunz, K. Schubert, Reforming of Diesel Fuel in a Micro Reactor, *Int. J. Chem. React. Eng.*, 135 (2008), Presentation 1

[12] J. Thormann, L. Maier, P. Pfeifer, U. Kunz, K. Schubert, O. Deutschmann, *J. Hydrogen Energy*, 34 (2009), 5108-5120

[13] J. Thormann, P. Pfeifer, U. Kunz. Dynamic Performance of Hexadecane Steam Reforming in a Microstructured Reactor. *Chem. Eng. J.*, online 2011, doi:10.1016/j.cej.2011.08.011

[14] E. Klemm, H. Döring, A. Geißelmann, S. Schirrmeister, *Chemie Ingenieur Technik*, 79 (2007), 10, 1097

[15] O. Görke, P. Pfeifer, K. Schubert, *Chem. Eng. Technol.*, 30 (2007), 3, 3103–3109

[16] J. Thormann, P. Pfeifer, U. Kunz, K. Schubert, Hexadecane Reforming in a Microreactor Heated by Catalytic Combustion, *Proceedings of MIPS 2008: Int. Symposium on Micro Chemical Process and Synthesis*, Sept. 11. – 13.2008, Kyoto, Japan

[17] O. Görke, P. Pfeifer, K. Schubert, *Chemie Ingenieur Technik*, 82 (2010), 273–277

[18] P. Piermartini, T. Schuhmann, P. Pfeifer, G. Schaub, *Top. Catal*. 54 (2011), 9107–9710

[19] O. Görke, P. Pfeifer, K. Schubert, *Appl. Cat. A: Gen*. 263 (2004), 11–18

[20] D. Cornthwaite: Methanol synthesis catalyst, *United States Patent Nr. 39231094* (1975)

[21] K. Haas-Santo, M. Fichtner, K. Schubert, *Appl. Catal. A: Gen*, 220 (2001), 79-92

[22] R. Myrstad, S. Eri, P. Pfeifer, E. Rytter, A. Holmen, *Cat. Tod.*, 147 (2009), Supplement 1, 301-304

[23] K.M. van den Bussche, G.F. Froment, *J. Catal*., 161 (1996), 1-10

[24] M. Kraut, A. Wenka, L. Bohn, K. Schubert. Successful upscale of laboratory micro reactor into industrial scale. *Chemistry and Sustainable Development: 10th ANQUE Internat. Congress of Chemistry*, Puerto de la Cruz, E, December 5-7, 2006

Dr. Peter Pfeifer,
Karlsruhe Institute of Technology (KIT),
Institute of Micro Process Engineering (IMVT),
Herrmann-von-Helmholtz-Platz 1,
D-76344 Eggenstein-Leopoldshafen,
Germany
www.imvt.kit.edu

Physik der Windparkoptimierung

Stefan Emeis, Institut für Meteorologie und Klimaforschung – Atmosphärische Umweltforschung, Karlsruher Institut für Technologie, Garmisch-Partenkirchen

Zusammenfassung

Ein Großteil der Windenergie wird zukünftig in großen Windparks, vor allem offshore, erzeugt werden. Dabei werden die Turbinen in den Parks und die Parks untereinander um die Ressource Wind konkurrieren. Nach einigen einleitenden Hinweisen zum Einfluss meteorologischer Größen und Phänomene auf die Effektivität der Nutzung der Windenergie wird ein analytisches, auf einer Impulsbilanz beruhendes Modell vorgestellt, mit dem der Einfluss von Oberflächenrauigkeit, thermischer Schichtung der Atmosphäre, Belegungsdichte des Windparks mit Turbinen und der von den Turbinen selbst erzeugten Turbulenz abgeschätzt werden kann.

Einleitung

Klimawandel und Endlichkeit der Rohstoffe erfordern den vermehrten Einsatz regenerativer Energieformen. Eine der möglichen Optionen ist die Nutzung der Windenergie. Für eine effiziente Planung der Nutzung dieser Energieform sind einige Kenntnisse über die atmosphärenphysikalischen Voraussetzungen notwendig. Windenergie basiert auf der Umwandlung der in der Atmosphäre enthaltenen kinetischen Energie mittels Windturbinen in elektrische Energie. Diese kinetische Energie ist Teil des gesamten Energiezyklus der Erdatmosphäre und entsteht in dieser auf Grund von räumlichen Temperaturdifferenzen. Diese Temperaturdifferenzen, die im Wesentlichen durch räumliche Unterschiede in der kurzwelligen solaren Einstrahlung und der langwelligen thermischen Ausstrahlung bewirkt werden, bewirken über die mit ihnen verbundenen Dichteunterschiede in der Atmosphäre räumliche Druckunterschiede. Diese wiederum machen sich in Form von Druckgradientkräften als Erzeugungsterme für die kinetische Energie und als Quellterme in den Erhaltungsgleichungen für den atmosphärischen Impuls bemerkbar. Hier soll die Impulsbilanz eines Windparks betrachtet werden.

Wind ist eine Ausgleichsströmung zwischen verschieden warmen Teilen unserer Erdatmosphäre. Durch die Nutzung der Windenergie wird sich ein neues, leicht verschobenes Gleichgewicht zwischen räumlichen Temperaturgradienten und den Windsystemen einstellen. Da die erhöhte Reibung durch Windturbinen den Temperaturausgleich behindert, werden in diesem neuen Gleichgewicht die Temperaturgradienten etwas höher sein als im alten Gleichgewicht. Da erhöhte Temperaturgradienten einen erhöhten Antrieb bedeuten, wird die Windgeschwindigkeit nicht ganz in dem Maße abnehmen, wie die Energie- und Impulsentnahme durch die Turbinen im ersten Moment vermuten ließe. Analog verhindert die Nutzung der Wasserkraft auch nicht, dass das in höheren Regionen zur Verfügung stehende Wasser

letztlich das Meer erreicht. Die Nutzung der Windenergie ist somit eine nachhaltige Energienutzung, deren Unerschöpflichkeit durch die Sonneneinstrahlung garantiert ist.

Nach einer kurzen generellen Übersicht über einige meteorologische Phänomene, die die Nutzung der Windenergie generell beeinflussen, soll im Wesentlichen eine vereinfachte, analytisch zu berechnende Impulsbilanz für große Windparks vorgestellt werden, aus der die Reduktion der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe als Funktion der Rauigkeit der Oberfläche, auf der der Windpark errichtet ist, der thermischen Schichtung der atmosphärischen Grenzschicht und der Belegungsdichte des Parks mit Turbinen abgeschätzt werden kann. Daraus lässt sich eine optimale Dichte der Windturbinen in einem Windpark sowie der minimal notwendige Abstand zwischen zwei in Windrichtung nacheinander liegenden Windpark abschätzen.

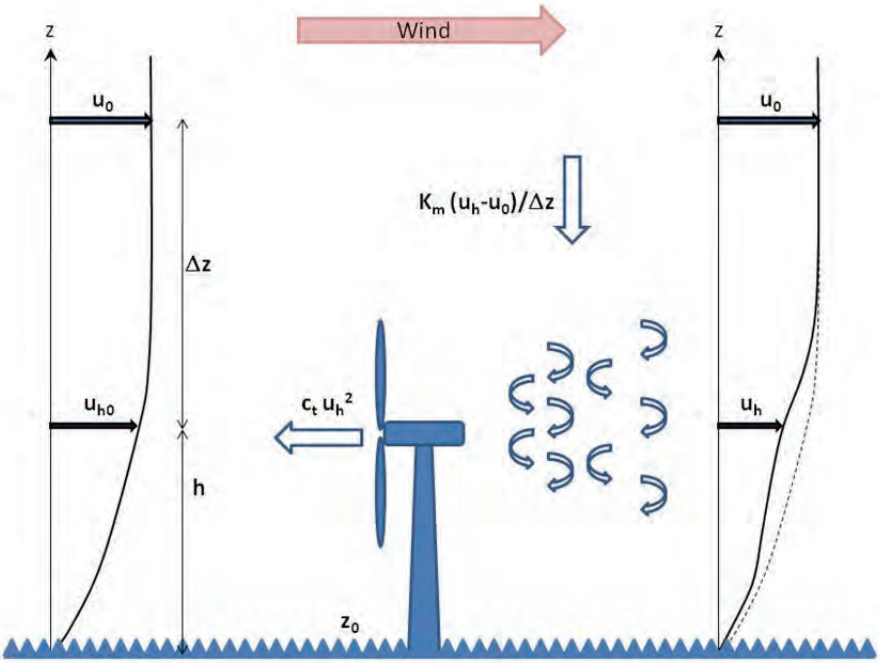
Einige für die Windenergienutzung relevante meteorologische Phänomene

Wichtigstes und bei den Windkraftnutzern am besten bekanntes meteorologisches Phänomen ist die reibungsbedingte Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe über der Oberfläche. Eine optimale Nutzung der zur Verfügung stehenden Windenergie wird hier in einer optimalen Wahl der Anlagenhöhe bestehen, die durch den Aufwand bei der Errichtung und dem Betrieb der Windturbinen und dem zu erwartenden Ertrag bestimmt wird. Dabei ist zu beachten, dass bei den heutigen Anlagenhöhen die Windturbinen deutlich über jene bodennahe Luftschicht hinausreichen, in der die Höhenzunahme des Windes einfach durch ein logarithmisches oder exponentielles Gesetz beschrieben werden kann. Das logarithmische Profil ergibt sich für die bodennahe Schicht (von ca. 50 bis 80 m Mächtigkeit) aus dem einfachen Gleichgewicht zwischen antreibender Druckgradientkraft und Reibung. Bei Nabenhöhen deutlich über 50 bis 80 m muss die Corioliskraft auf Grund der Erddrehung mit berücksichtigt werden, was zu geänderten Windgeschwindigkeitsprofilen und vor allem auch zu Winddrehungen mit der Höhe führt.

Weiterhin spielen in diesen Höhen auch tageszeitliche Variationen der Reibungskraft durch den Wechsel von thermisch instabilen Luftschichtungen tagsüber und thermisch stabilen Schichtungen nachts eine Rolle. Dies führt abends bei raschem Abfall der retardierenden Reibungskraft auf Grund der Stabilisierung der Luftschichtung in der bodennahen Schicht durch die Auskühlung des Bodens zu einer Ausbildung einer Trägheitsschwingung des Windes oberhalb der bodennahen Schicht, die sich in der Ausbildung von nächtlichen Windmaxima äußert. Diese auch als „low-level jets“ bezeichneten Maxima treten in Höhen zwischen 150 und 500 m Höhe über Grund auf und können durchaus bis zu einer Verdopplung der Windgeschwindigkeit gegenüber den Winden tagsüber führen. In der norddeutschen Tiefebene muss in etwas mehr als 20% aller Nächte mit diesem Phänomen gerechnet werden. Es sorgt dafür, dass der Ertrag hoher Windturbinen nachts deutlich höher als tagsüber sein kann, was im Gegensatz zur Erfahrung in der bodennahen Luftschicht steht, dass nämlich der Wind nachts „einschläft“. „Low-level jets“ treten typischerweise in Gebieten auf, die am Rande eines großen Hochdruckgebiets liegen und in denen es nachts wolkenlos ist.

Bei großen Windparks sind die gegenseitige Beeinflussung der Windturbinen untereinander im Windpark sowie die gegenseitige Beeinflussung benachbarter Windparks von großem wirtschaftlichem Interesse. Diese Beeinflussungen sind darauf zurückzuführen,

dass die Entnahme von Impuls und kinetischer Energie durch die Windturbine aus der Luftströmung zu einer Ausbildung eines Nachlaufs hinter der Windturbine führt, in dem die Windgeschwindigkeit reduziert und die atmosphärische Turbulenz erhöht ist. Die Länge dieses Nachlaufs wird durch die Effektivität der Nachlieferung von Impuls aus der umgebenden Strömung in den Nachlaufbereich bestimmt. Windturbinen, die sich im Nachlauf einer stromauf stehenden Turbine befinden, haben einen geringeren Ertrag, müssen aber auf Grund der erhöhten Turbulenz höhere Lasten ertragen.



Schema 1. *Der von den Turbinen aufgenommene Impuls wird durch den vertikalen turbulenten Impulsfluss von oben her nachgeliefert. Das ungestörte Windprofil (links) modifiziert sich dadurch im Windpark (rechts).*

Hier soll jetzt die mittlere Reduktion der mittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe der Windturbinen im Inneren großer Windparks durch einen einfachen, analytisch lösbaren Ansatz zum Impulshaushalt solcher Windparks abgeschätzt werden. Darüber hinaus wird mit einer analogen Überlegung abgeschätzt, wie weit benachbarte Windparks voneinander entfernt sein sollten, damit sie sich nicht über Gebühr negativ beeinflussen.

Impulshaushalt eines großen Windparks

Die Reduktion R_t der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe kann als Gleichgewicht zwischen Impulsentnahme und Impulsnachlieferung aus einer Impulsbilanz bestimmt werden. Hierzu wird die Entnahme von Impuls durch die Windturbinen im Windpark und durch die darunterliegende Oberfläche der Nachlieferung von Impuls aus der ungestörten Strömung gleichgesetzt (zur Grundidee siehe auch [1a] und [1b]). Im Inneren großer Windparks, in denen sich seitlich von den Windturbinen viele weitere Windturbinen befinden, ist diese Impulsnachlieferung nur von oben her möglich. Da Impulserhaltung gilt,

ist der durch die Turbinen der Atmosphäre entzogene Impuls natürlich nicht verloren, sondern wird durch die Gründung der Windkraftanlagen auf den Erdkörper übertragen.

Der Impulsverlust m_{1a} der Atmosphäre in Nabenhöhe $z = h$ ist proportional zu einem dimensionsfreien Widerstandsbeiwert c_t der Turbinen und dem Quadrat der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe u_h:

$$m_{1a} = c_t u_h^2 \tag{1a}$$

Zudem verliert die Atmosphäre auch Impuls m_{1b} durch Reibung an der Oberfläche, auf der der Windpark steht, wobei c_s der Widerstandswert der Oberfläche ist:

$$m_{1b} = c_s u_h^2 \tag{1b}$$

Die Nachlieferung dieses verlorenen Impulses kann in einem unendlich großen Windpark nur durch einen Impulsfluss m_2 von oben her erfolgen:

$$m_2 = K_m \frac{u_0 - u_h}{\Delta z} \tag{2}$$

Dabei ist K_m ein vertikaler Impulsaustauschkoeffizient für die Atmosphäre, u_0 die ungestörte Windgeschwindigkeit oberhalb der Windturbinen und Δz die Höhendifferenz zwischen dem Niveau der ungestörten Strömung und der Nabenhöhe. Durch Gleichsetzen von (1a) und (1b) mit (2) lässt sich die reduzierte Windgeschwindigkeit R_t im Windparkinneren wie folgt beschreiben (R_t = 1: keine Abschwächung des Windes, R_t = 0: vollständige Abschwächung):

$$R_t = \frac{\left(fT_i + \frac{\phi_m}{\kappa^2} c_s \right)}{\left(fT_i + \frac{\phi_m}{\kappa^2} c_{teff} \right)} \tag{3}$$

mit der Turbulenzintensität der Luft T_i, einer von der atmosphärischen Stabilität h/L_* abhängigen Stabilitätsfunktion Φ_m, der von Kármánschen Konstante κ (= 0,4), einem geometrischen Faktor f , dem Widerstandsbeiwert des rauen Bodens unter den Turbinen c_s und dem effektiven Beiwert c_{teff} ($c_{teff} = c_t + c_s$). h/L_* = -1 bedeutet instabile Schichtung, h/L_* = +1 bedeutet stabile Schichtung.

Während nun die Eigenschaften und Effizienz der Energieumwandlung der Windturbine sowie deren Anzahl pro Flächeneinheit im Windpark über den Widerstandsbeiwert c_t der Turbinen und die Eigenschaften des Untergrunds unter den Turbinen über den Widerstandsbeiwert c_s des Bodens beschrieben werden, beschreibt der Austauschkoeffizient K_m in Gleichung (2) die Eigenschaften und Effizienz der Atmosphäre bei der Impulsnachlieferung von oben.

Dieser Austauschkoeffizient stellt die Impulsleitfähigkeit der Atmosphäre dar. Eine Leitfähigkeit ergibt sich allgemein, wenn man einen Strom durch die ihn erzeugende Potentialdifferenz dividiert. In diesem Fall ergibt sich die Impulsleitfähigkeit durch die Division des nach unten gerichteten Impulsstroms in der Atmosphäre (massenspezifisch betrachtet hat er die physikalische Dimension m^2/s^2) durch den vertikalen Impulsgradienten (Dimension 1/s). Damit hat die atmosphärische Impulsleitfähigkeit die physikalische Dimension m^2/s, was bedeutet, dass er eine Viskosität der Atmosphäre beschreibt. Da der vertikale Impulsaustausch in einer turbulenten Strömung wie sie die Atmosphäre in der Regel ist, im Wesentlichen durch die atmosphärische Turbulenz bewirkt wird (dieser turbulente Austausch ist um Größenordnungen größer als der Austausch durch molekulare Reibung), wird diese Impulsleitfähigkeit auch als turbulente Viskosität der Atmosphäre bezeichnet. Typische Werte der turbulenten Viskosität liegen bei 1 – 100 m^2/s, während die molekulare Viskosität der Luft nur bei 10^{-5} m^2/s liegt. Hohe Werte der turbulenten Viskosität bedeuten, dass die Atmosphäre sehr schnell den im Windpark verbrauchten Impuls der Luftströmung von oben her wieder nachliefern kann.

Aufgabe in der hier zu beschreibenden Impulsbilanz ist es nun, diese turbulente Viskosität/Impulsleitfähigkeit/Austauschkoeffizient K_m als Funktion der wesentlichen äußeren Einflussfaktoren für den Windpark zu beschreiben. Hierzu zählt im Wesentlichen die Turbulenzintensität T_i der durch den Windpark strömenden Luft, da K_m mit wachsender Turbulenzintensität der Atmosphäre wächst. Die Turbulenzintensität wiederum ist unter anderem eine Funktion der Rauigkeit des Untergrunds unter den Turbinen. Je rauer der Untergrund und die damit verbundene Reibung der Luft, desto höher ist die Turbulenzintensität. D.h., über rauen Landoberflächen ist die Turbulenzintensität der Luftströmung systematisch höher als über glatten Meeresoberflächen. Bei gegebener Untergrundrauigkeit hängt die Turbulenzintensität zudem von der thermischen Stabilität der Atmosphäre ab. Die thermische Stabilität wird im Wesentlichen durch den Unterschied zwischen der Luft- und der Boden- bzw. Wassertemperatur bestimmt. Wenn die Land- oder Wasseroberfläche wärmer ist als die darüber liegende Luft, kommt es auftriebsbedingt zu vertikalen Umlagerungen, die die Turbulenzintensität erhöhen (instabil) und zu einem größeren K_m führen. Wenn die Land- oder Wasseroberfläche kälter ist als die darüber liegende Luft, sind vertikale Umlagerungen unterdrückt, und die Turbulenzintensität ist niedriger. Letztlich ist auch die Turbulenzerzeugung durch die laufenden Turbinen selbst in einem Windpark von Bedeutung. Die Turbulenzerzeugung der Turbinen kann man in erster Näherung proportional zum Widerstandsbeiwert der Turbinen ansetzen.

Gleichung (3) zeigt, dass die Windgeschwindigkeitsreduktion im Parkinneren klein ist, wenn die Turbulenzintensität T_i groß ist, d.h., bei instabiler Luftschichtung und über rauen Landoberflächen ist R_t nahe 1. Die Windgeschwindigkeitsreduktion ist dagegen groß (R_t deutlich kleiner als 1), wenn der nur in den Nenner stehende Widerstandsbeiwert der Windturbinen im Windpark groß und die Turbulenzintensität niedrig ist, also bei stabiler Luftschichtung und über glatten Wasserflächen. Genauer zeigen das die folgenden Abbildungen.

Abbildung 1 veranschaulicht das Ergebnis für einen mittleren Abstand der Turbinen im Windpark von 8 Rotordurchmessern. Deutlichstes Phänomen ist die starke Abhängigkeit von der thermischen Stabilität der Atmosphäre. Für instabile Schichtung der Luft (ganz links) beträgt die Windgeschwindigkeitsreduktion nur wenige Prozent klein (R_t nahe 1), da

die Atmosphäre den von den Turbinen aufgenommenen Impuls sehr rasch von oben her wieder nachliefern kann. Für sehr stabile Schichtungen (ganz rechts), z.B. bei warmer Luft über sehr kaltem Wasser, dagegen kann die Reduktion sehr erheblich sein und die mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe auf 65% bis 55% der ungestörten Windgeschwindigkeit stromauf zurückgehen, da hier die Atmosphäre nur sehr schwer in der Lage ist, Impuls von oben nachzuliefern. Zudem sieht man, dass die Kurve für sehr raue Oberflächen (z_0 = 1 m beschreibt eine Landoberfläche mit vielen Bäumen über einer stark strukturierten Obefläche) deutlich höher liegt als die Kurve für eine sehr glatte Meeresoberfläche (z_0 = 0,0001 m). Bei neutraler thermischer Schichtung (Bildmitte, h/L_* = 0) ist die Reduktion der Windgeschwindigkeit über rauem Land nur 6%, und der glatten Meeresoberfläche aber ca. 12%.

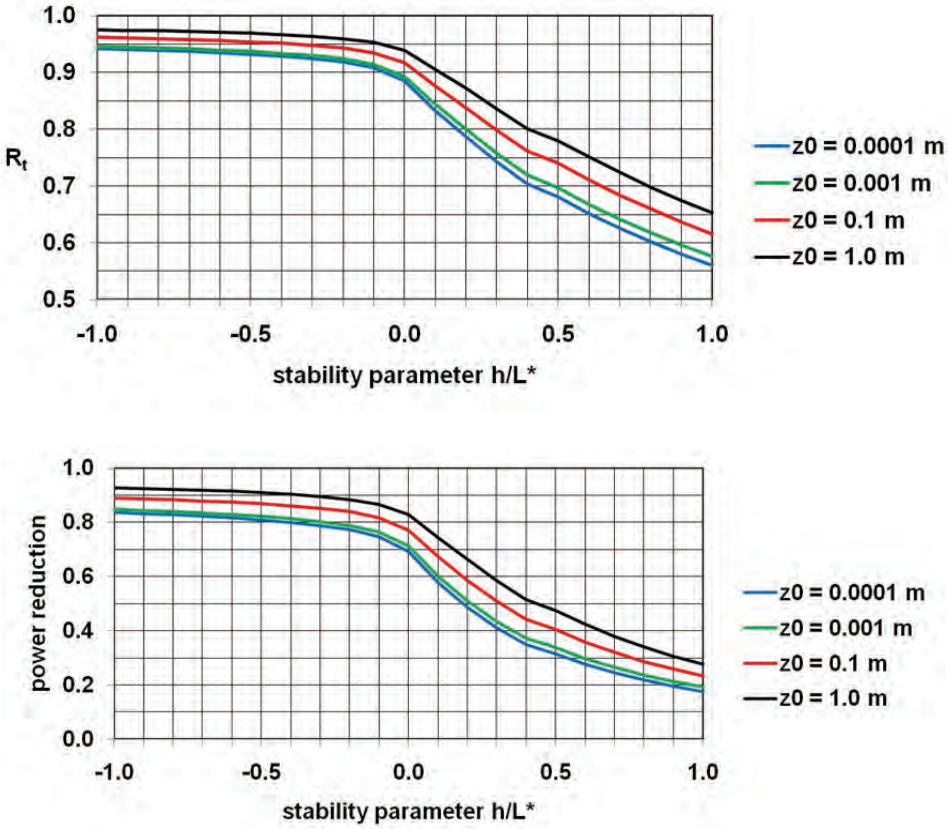


Abbildung 1. *Relative Reduktion der Windgeschwindigkeit (oben) und des Ertrags (unten) im Inneren eines großen Windparks als Funktion der Oberflächenrauigkeit (Scharparameter) und der thermischen Schichtung (x-Achse). Die oberste Kurve gilt für raue Landoberflächen, die unterste für glatte Meeresoberflächen. Links instabil (Boden oder Wasser deutlich wärmer als die Luft), rechts stabil (Boden oder Wasser deutlich kälter als die Luft).*

Im unteren Bild von Abbildung 1 sind die Auswirkungen auf den Energieertrag dargestellt, der von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe abhängt (geänderte y-Achse beachten). Hier variieren die Ertragseinbußen je nach Rauigkeit des Untergrunds von 8% bis 18% bei sehr instabiler Schichtung bis hin zu mehr als 70% bis

80% bei sehr stabiler Schichtung. Diese einfachen Rechnungen werden sehr schön durch Messungen an einem dänischen Windpark (Abbildung 2) bestätigt, die bereits an der siebenten Turbine vom Einströmrand aus gezählt Ertragseinbußen von 40% bis 50% zeigen. Sehr deutlich wird in den Messungen auch der hier aus dem einfachen Modell abgeleitete starke Einfluss der thermischen Schichtung auf den Ertrag in einem großen Windpark.

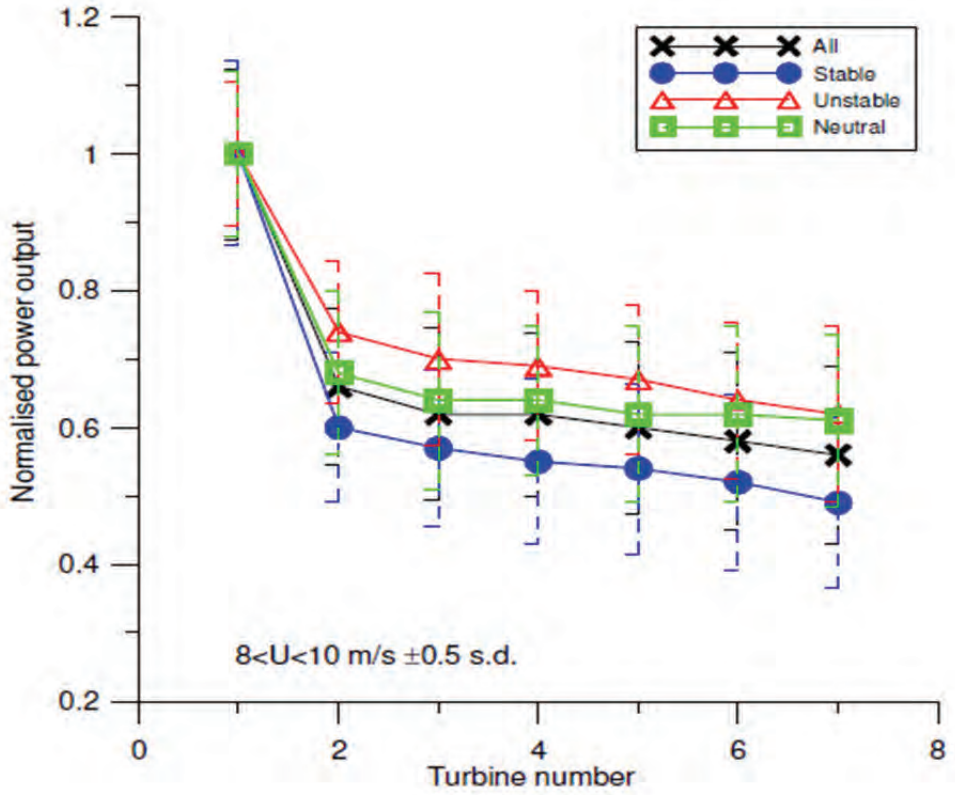
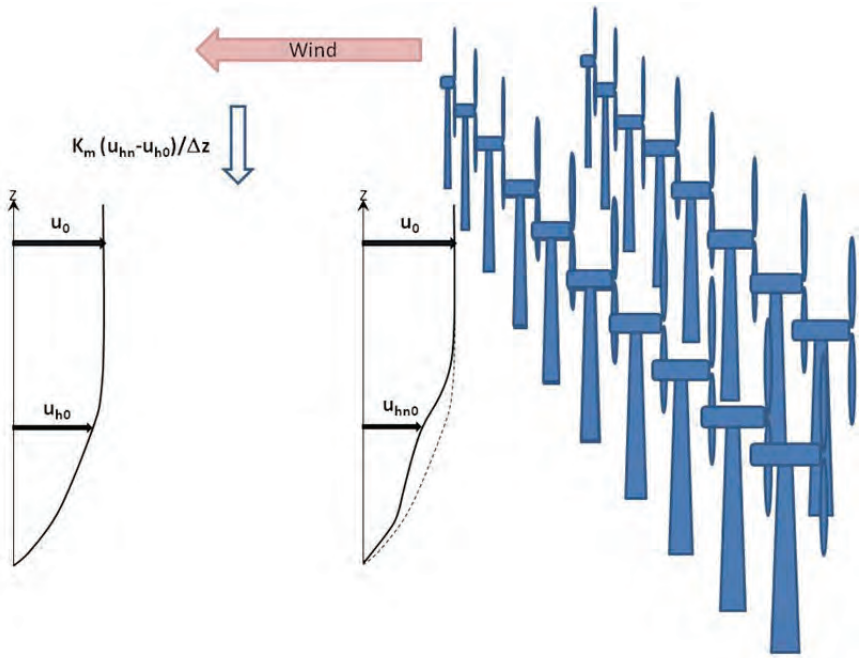


Abbildung 2. *Messung des normierten Energieertrags an Turbinen in einem dänischen Windpark. Die Turbinen sind vom Einströmrand her durchnummeriert. Turbine 1 am Außenrand des Windparks (ganz links) ist dem ungestörten Wind ausgesetzt (Ertrag 1), nach rechts hin werden die Abschattungseffekte immer größer, da die Turbinen immer weiter vom Einströmrand entfernt sind. Oberste Kurve: instabile thermische Schichtung, mittlere Kurve: neutral, unterste Kurve: stabil Schichtung. Aus [2].*

Nachlauflänge ganzer Windparks

So wie sich, wie zuvor gesehen, einzelne Turbinen innerhalb eines Windparks beeinflussen, so haben auch stromauf gelegene Windparks einen Einfluss auf nachfolgende Windparks. Für eine verlässliche Ertragsplanung sollte die Reichweite des Nachlaufs ganzer Windparks abgeschätzt werden. Im Nachlauf hinter einem großen Windpark kann sich die Strömung ebenso wie die zuvor beschriebene Aufrechterhaltung des Gleichgewichts im Inneren des Windparks nur durch Zuführung von Impuls von oben her aus der ungestörten Strömung wieder erholen, d.h. der Wind in Nabenhöhe kann sich

wieder beschleunigen bis er den ursprünglichen Wert stromauf vom Windpark wieder erreicht hat (siehe Schema 2).



Schema 2. *Windgeschwindigkeit u_{hn} (von u_{hno} hin zu u_{h0}) im Nachlauf eines großen Windparks. Der zur Wiederherstellung der ungestörten Geschwindigkeit u_{h0} notwenige Impuls kann nur von oben her kommen.*

Die zeitliche Erholung der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe hinter dem Windpark u_{hn} vom Wert direkt am Ende des Windparks u_{hn0} auf den ungestörten Wert vor dem Windpark u_{h0} ergibt sich aus:

$$\frac{\Delta u_{hn}}{\Delta t} = \frac{K_m}{\Delta z^2}(u_{h0} - u_{hn}) \tag{4}$$

Das führt auf eine Differenzengleichung:

$$\frac{u_{hn}(t)}{u_{h0}} = 1 + \left(\frac{u_{hn0}}{u_{h0}} - 1\right)\exp(-\alpha t) \tag{5}$$

mit $\alpha = K_m/\Delta z^2$. Ersetzt man die Zeit t mit Hilfe der Windgeschwindigkeit u_{h0} durch den zurückgelegten Windweg ($\Delta x = u_{h0}\ \Delta t$), so kann man hieraus die Länge des Nachlaufs bestimmen.

Wieder ist der Austauschkoeffizient K_m die entscheidende Größe: je größer K_m, desto kürzer der Nachlauf. Damit ist der Nachlauf bei stabiler Luftschichtung und über glatten Oberflächen wesentlich länger als bei instabiler Schichtung und über sehr rauen Oberflächen. Abbildung 3 veranschaulicht das prinzipielle Ergebnis. Im oberen Bild sehen wir den Einfluss der Rauigkeit des Untergrunds, auf dem der Windpark errichtet wird, auf

den Nachlauf unter der Annahme einer thermisch neutralen Schichtung der Luft. Setzt man sich das Kriterium, das 95% des Windenergiepotentials der Luftströmung wieder erreicht wird (R_t = 0,95), so erkennt man, dass über sehr rauen Landoberflächen (Rauhigkeitslänge z_0 = 1 m) dieses Kriterium bereits nach 4 km wieder erreicht ist. Betrachtet man einen offshore-Windpark, so ist die Wasseroberfläche wesentlich glatter. Für eine Rauhigkeitslänge von 0,0001 m wird das Kriterium erst nach 18 km erreicht. Im unteren Bild wird für diese glatte Oberfläche der zusätzliche Einfluss der thermischen Schichtung analysiert. Für eine kalte Luftströmung über warmes Wasser (instabil, h/L_* = -1) ist das Kriterium bereits nach 10 km erreicht, für eine warme Luftströmung über kaltes Wasser (stabil, h/L_* = +1) dagegen wird das 95%-Kriterium bis 30 km Entfernung vom Windpark überhaupt nicht wieder erreicht. SAR-Satellitenmessungen der Windgeschwindigkeit, abgeleitet aus der Rauigkeit der Wasseroberfläche, haben gezeigt, dass Nachläufe in der Größenordnung von 20 km hinter offshore Windparks beobachtet werden [3].

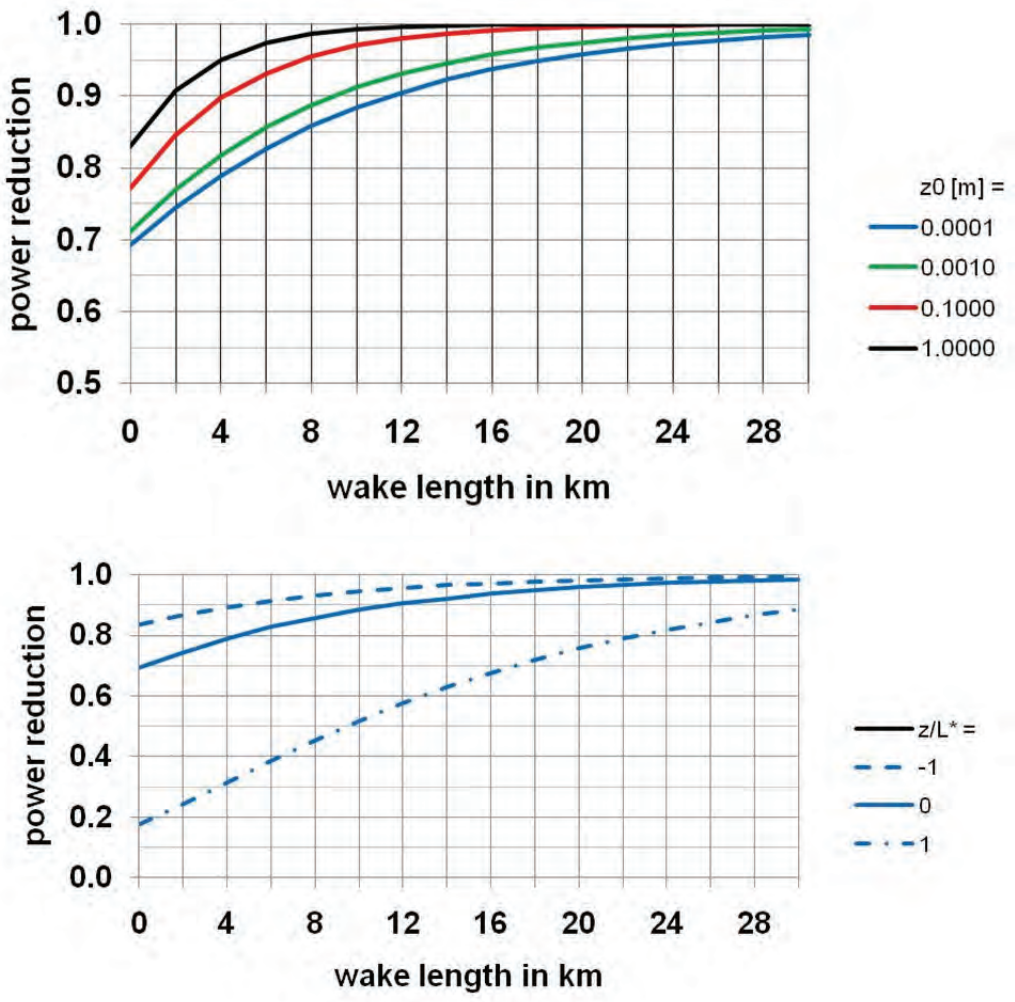


Abbildung 3. *Länge des Nachlaufs eines großen Windparks in km (ausgedrückt als relative Ertragseinbuße) als Funktion der Oberflächenrauigkeit bei neutraler Schichtung (oben) und der thermischen Schichtung bei sehr glatter Oberfläche (unten). Man beachte die unterschiedliche Skalierung der y-Achse.*

Schlussfolgerungen

Die Analyse der hier vorgestellten einfachen, analytisch lösbaren Impulsbilanz großer Windparks hat gezeigt, dass die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe im Innern großer Windparks genauso wie die Länge des Nachlaufs hinter diesen Windparks neben technischen Details wie der Größe und der räumlichen Dichte der Windkraftanlagen entscheidend von den Oberflächencharakteristiken des Standorts und den atmosphärischen Rahmenbedingungen abhängt. Wichtigste Erkenntnis ist, dass offshore-Windparks sich deutlich anders verhalten als onshore-Windparks, d.h., dass die Erkenntnisse von an Land bereits errichteten Windparks nicht so ohne weiteres auf offshore-Windparks übertragen werden können. Insbesondere müssen für einen gleichen Ertrag bei gleicher Windgeschwindigkeit offshore die Abstände sowohl der einzelnen Turbinen in einem Windpark, als auch die der Windparks untereinander, größer sein als onshore. Die bisher geplanten Gassen zwischen den einzelnen Windparks in der deutschen Nordsee erscheinen im Lichte dieser Überlegungen als zu schmal. In der Hauptwindrichtung weiter hinten liegende Parks werden durch stromauf liegende Parks negativ beeinflusst werden, insbesondere bei stabiler Luftschichtung.

Es muss aber auch betont werden, dass diese einfache Impulsbilanz nicht alle Effekte berücksichtigt, sondern eine Vereinfachung darstellt. Eine Vereinfachung aber, die es durchaus erlaubt, bestimmte Tendenzen zu erkennen. Zudem hat der Vergleich mit Messungen gezeigt, dass die Größenordnung der Windgeschwindigkeitsreduktion im Windpark sowie die Länge des Nachlaufs durch richtig abgeschätzt werden. Diese Abschätzungen können zu einer Planung des optimalen Abstands der Turbinen in einem Windpark und des Abstands der Windparks zueinander genutzt werden. Genauere Ergebnisse werden nur mit sehr aufwändigen numerischen Windfeldsimulationsmodellen zu erhalten sein, wie sie derzeit für größere Windparks in Entwicklung befinden [4].

Literatur

[1a] Emeis, S., 2010: A simple analytical wind park model considering atmospheric stability. Wind Energy, 13, 459-469.

[1b] Emeis, S., 2011: Weitreichender Windschatten. Physik in unserer Zeit, 42, 228-233.

[2] Barthelmie R, Frandsen ST, Rethore PE, Jensen L., 2007: Analysis of atmospheric impacts on the development of wind turbine wakes at the Nysted wind farm. Proceedings of the European Offshore Wind Conference, Berlin 4.-6.12.2007

[3] siehe z.B. Bild 14 auf http://galathea3.emu.dk/satelliteeye/projekter/wind/back_uk.html

[4] Steinfeld, G., J. Tambke, J. Peinke, D. Heinemann, 2010: Application of a large-eddy simulation model to the analysis of flow conditions in offshore wind farms. Geophysical Research Abstracts, Vol. 12, EGU2010-8320. http://meetingorganizer.copernicus.org/EGU2010/EGU2010-8320.pdf

Prof. Dr. Stefan Emeis
Institut für Meteorologie und Klimaforschung – Atmosphärische Umweltforschung
Karlsruher Institut für Technologie
D-82467 Garmisch-Partenkirchen
stefan.emeis@kit.edu

Geothermie für Grundlaststrom und Wärmeversorgung - internationale Nutzung, Potenzial, technologische Entwicklungen

David Bruhn und Ernst Huenges, International Centre for Geothermal Research / Deutsches GeoForschungsZentrum Potsdam

1. Einführung

Die für menschliche Aktivität zugänglichen Tiefen der Erdkruste bieten, neben der Gewinnung von Rohstoffen, auch die Möglichkeit, Wärme sowohl zur direkten Nutzung als auch zur Erzeugung elektrischer Energie zu erschließen. In Form von heißen Bädern als auch zur Beheizung von Gebäuden wird dies auch schon seit Jahrtausenden getan. Heute wird Erdwärme sowohl direkt genutzt als auch gezielt aus der Tiefe gefördert. Dabei wird unterschieden zwischen „flacher“ und „tiefer“ Geothermie. Gemäß der VDI Richtlinie 4640 *Thermische Nutzung des Untergrundes* liegt die Grenze zwischen tiefer und flacher Geothermie bei einer Tiefe von etwa 400m bzw. bei einer Temperatur von 20°C. Von tiefer Geothermie zur Energiegewinnung wird aber meist erst ab Temperaturen von über 60°C, die in Deutschland in Tiefen von mehr als 1 km vorkommen gesprochen.

1.1. Flache Geothermie

Die flache Geothermie wird in Deutschland fast ausschließlich für die stetig wachsende Zahl von Wärmepumpen (oftmals als ground source heat pumps, GSHP, bezeichnet) für Gebäudeheizungen genutzt. Dabei ist die Nutzung von Wärmesonden zu diesem Zweck bis in Tiefe von 99m gestattet und unterliegt dem Wasserrecht, wohingegen Bohrungen ab 100m Tiefe dem Bergrecht unterliegen, weshalb die meisten Sonden für die Wärmepumpennutzung bis max. 99m tief sind. Weltweit erfolgt ca. 50% aller direkten Wärmenutzung in der Geothermie mit Hilfe von Wärmepumpen, ca. 25% wird in Thermalbädern weltweit genutzt. Weitere Nutzungsarten schließen Gewächshäuser, Aquakulturen zur Fischzucht, das Trocknen von Holz oder landwirtschaftlicher Produkte oder die Beheizung von Fahrbahnen, Gehwegen und Brücken im Winter ein. Insgesamt erreichte die installierte Kapazität für die direkte Nutzung weltweit mehr al 51 GW_t (Stand Anfang 2010), was einem Zuwachs von 79% seit 2005 entspricht (Lund et al., 2010). Insgesamt wird in 78 Ländern Erdwärme direkt genutzt, allerdings vorwiegend in den kühleren Klimazonen. So befinden sich in den 5 Ländern mit der stärksten Verbreitung – USA, China, Schweden, Norwegen und Deutschland – 77% aller installierten geothermischen Kapazität im Bereich der direkten Nutzung. Aber auch in Ländern wie der Schweiz, dem Vereinigten Königreich oder Süd-Korea ist ein Boom beim Einbau von Wärmepumpen zu beobachten.

Neben der Nutzung des Untergrunds als Wärmequelle gewinnt auch die Speicherung von Wärme und "Kälte" in Aquiferen (ATES – aquifer thermal energy storage; Aquifer = Grundwasserhorizont) zunehmend an Bedeutung. Ein Beispiel einer solchen Nutzung ist

das Energieversorgungssystem der deutschen Parlamentsbauten im Berliner Spreebogen (Reichstag sowie Abgeordnetenbüros). Hier wird ein Aquiferspeicher in 35 bis 70 m Tiefe zur Gebäudeklimatisierung im Sommer eingesetzt. Aus einem zweiten Aquiferspeicher in 270 bis 300 m Tiefe wird im Winter Wärme zur Gebäudeheizung genutzt, welche zuvor in den Sommermonaten als Überschusswärme aus den bestehenden Blockheizkraftwerken eingespeichert wurde (Kranz et al., 2008).

1.2. Tiefe Geothermie

Im Gegensatz zur flachen geht es bei der tiefen Geothermie nicht nur um die Wärmenutzung, sondern um die Erzeugung elektrischen Stroms oder um die kombinierte Nutzung für Strom und Wärme. Die Erzeugung elektrischen Stroms aus einer Erdwärmebohrung gelang erstmals 1904 in Larderello, südlich von Pisa in Italien, wo die bekannten Thermalwässer vor allem zur Borsäure-Gewinnung gefasst und verwendet wurden. Der erzeugte elektrische Strom wurde dann ab 1913 für diesen Borsäuregewinnungsprozess eingesetzt. Auch heute ist Larderello mit ca. 800 MW installierter Leistung noch der größte Geothermiestandort Europas. In den 1950er Jahren begann dann weltweit die Nutzung von Heißwasserdampf in großen Kraftwerken in Neuseeland, Island und Kalifornien/USA. Heute wird in 25 Ländern weltweit elektrischer Strom mit heißem Wasser aus den Tiefen der Erdkruste erzeugt mit einer installierten Kapazität von 11 GW_e (Stand Ende 2011).

Für die Gewinnung von elektrischer Energie aus der Tiefe müssen zwei grundlegende Bedingungen erfüllt sein: die Temperatur muss ausreichend hoch sein und ein Trägermedium muss die Wärme an die Oberfläche zum Kraftwerk bringen, wo sie in elekrische Energie umgewandelt werden soll. Dieses Trägermedium ist im Falle der tiefen Geothermie Wasser in flüssiger oder in Dampfform. Neben der Temperatur hängt also die Energiemenge vom Volumenstrom des heißen Fluids ab. Um an die Heißwasser- oder Dampfvorkommen zu gelangen, müssen Bohrungen abgeteuft werden, meist mehrere tausend Meter tief.

Der durchschnittliche weltweite Temperaturgradient beträgt 30°C/km. Traditionell werden zur Stromgewinnung solche geothermischen Lagestätten genutzt, die schon in Tiefen von wenigen Kilometern hohe Temperaturen und viel heißes Wasser in Form von Dampf aufweisen, wo also der Temperaturgradient überdurchschnittlich ist. Dies ist vorwiegend in Gebieten mit vulkanischer Aktivität der Fall. Besonders konzentrieren sich solche Lagerstätten im sogenannten 'ring of fire', dem zirkum-pazifischen Vulkanbogen, also an den Westküsten Nord-, Mittel- und Südamerikas sowie in Neuseeland, Indonesien, den Philippinen, Japan und der Kamtschatka-Halbinsel im Osten Russlands. Aber auch in den Vulkanprovinzen Ostafrikas und Europas, - hier vor allem in Italien und Island, aber auch in Griechenland, der Türkei sowie den Vulkaninseln Spaniens und Portugals – oder in der Karibik und Hawaii finden sich solche klassischen Geothermie-Lagerstätten (Abbildung1). Der heiße Wasserdampf dieser Lagerstätten kann direkt zum Antreiben einer Turbine eingesetzt werden, sofern die Temperatur über 180°C beträgt bei einem Druck von ca. 4 bar, das sogenannte „dry steam“ Verfahren. Liegt das Heiße Wasser als „wet steam“ vor, also mit einem Teil des Wassers in flüssiger Form, wird durch Absenken des Drucks der

flüssige Teil des Wassers gasförmig. Dieses Verfahren wird als „flash steam“ bezeichnet und kommt weltweit am häufigsten vor. Beide Verfahren, das dry steam als auch das flash steam Verfahren sind etablierte Methoden der Energiegewinnung und werden daher oft als 'conventional geothermal' bezeichnet.

Diesen konventionellen stehen die 'unkonventionellen' Verfahren gegenüber, deren Verbreitung sich entweder noch überwiegend auf Demonstrationsanlagen beschränkt oder deren Machbarkeit erst gezeigt werden muss. Unkonventionell können die Lagerstätten in verschiedener Hinsicht sein: entweder die Temperaturen sind zu niedrig für die Stromerzeugung im konventionellen Verfahren, das heißt heißes Wasser liegt in flüssiger Form bei <180°C vor. Das andere Extrem sind Vorkommen von Wasser im Druck- und Temperaturbereich über dem kritischen Punkt, was meist als „superkritisches“ Wasser bezeichnet wird. Ein dritter Fall tritt ein, wenn die Temperaturen zwar eine energetische Nutzung erlauben würden, der Volumenstrom des Wassers aber zu gering ist, so dass durch ingenieurtechnische Maßnahmen die Wegsamkeiten im Gestein verbessert werden müssen, um Fliessraten in ausreichender Menge zu garantieren. In letzterem Fall spricht man von „enhanced geothermal systems“ (EGS).

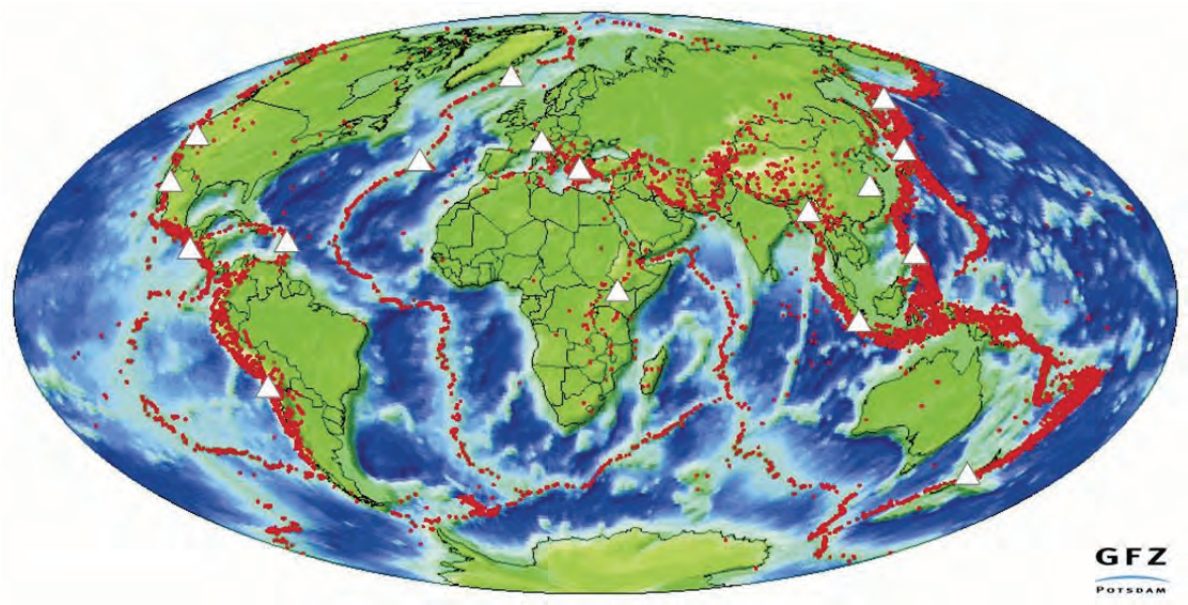


***Abbildung 1**: Weltkarte mit Regionen erhöhter Seismizität (rote Punkte) und Vulkanismus. Standorte mit größeren Geothermiekraftwerken sind durch weiße Dreiecke gekennzeichnet.*

2. Entwicklungen

2.1 Niedertemperaturkraftwerke

Während die Stromerzeugung aus geothermischen Hochenthalpie- bzw. Hochtemperaturlagerstätten auf eine langjährige Erfahrung zurückblicken kann, hat die Nutzung

von Niedertemperaturlagerstätten zur Strombereitstellung erst in den letzten Jahren an Bedeutung gewonnen. Mit dieser Technologie kann nämlich der Großteil des weltweit bestehenden geothermischen Potenzials zur Stromerzeugung genutzt werden. In Deutschland werden für die Stromerzeugung Thermalwassertemperaturen von >100°C benötigt. In Abhängigkeit der Umgebungsbedingung kann aber auch bei niedrigeren Temperaturen Strom erzeugt werden. Der Rekord bei der Niedertemperaturstromerzeugung liegt bei 57°C für das geothermische Kraftwerk in Chena Hot Springs in Alaska, bedingt durch die sehr geringen Umgebungstemperaturen.

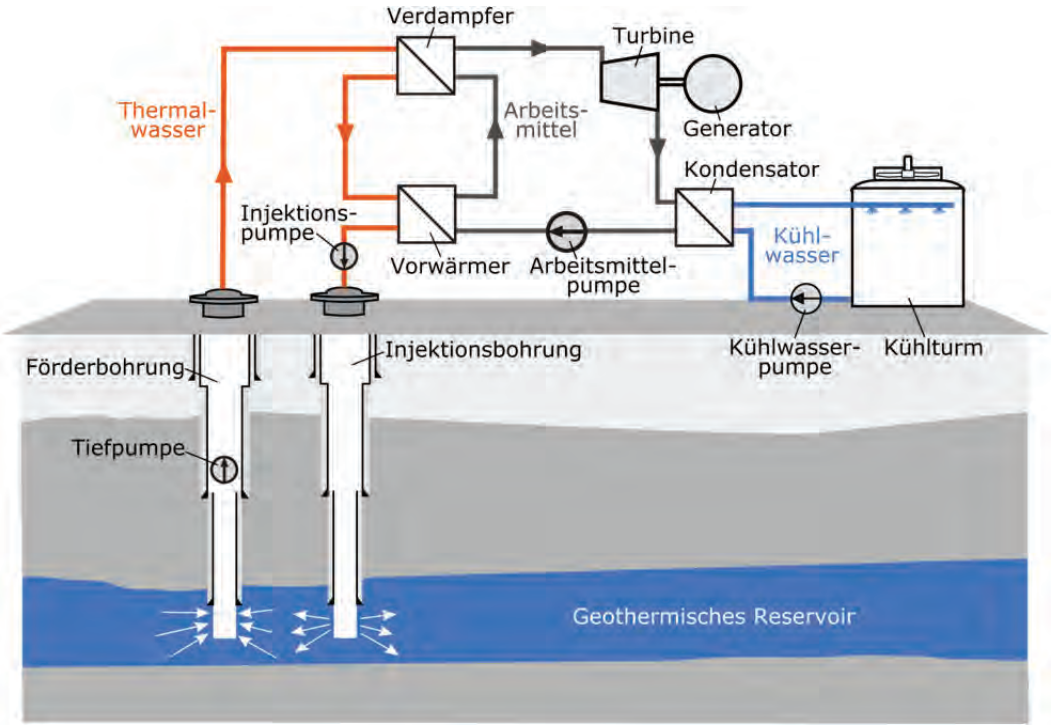


***Abbildung 2**: Prinzip eines geothermischen Niedertemperaturkraftwerks. Heißes Thermalwasser wird gefördert und zur Wärmeabgabe an ein binäres Arbeitsmittel genutzt. Dieses verdampft und treibt eine Turbine an. Das Arbeitsmittel wird im Kondensator kondensiert und das abgekühlte Thermalwasser wieder in den Untergrund verpresst (Quelle: GFZ).*

Bei niedrigen Reservoirtemperaturen (< 200°C) wird die Wärme des Thermalwassers aus thermodynamischen Gründen an ein binäres Arbeitsmittel übertragen, welches bereits bei niedrigen Drücken und Temperaturen siedet. Das Arbeitsmittel wird verdampft und ein Teil der zugeführten Energie kann in einer Expansionsmaschine zur Wandlung in mechanische Energie genutzt werden. Durch die Kondensation des Arbeitsmittels nach der Turbine wird ein geschlossener Konversionskreislauf realisiert (Abbildung 2). Am häufigsten werden organische Fluide als Arbeitsmittel genutzt und. sog. ORC (Organic Rankine Cycle)-Anlagen realisiert. Es kommen aber auch fluorierte Arbeitsmittel und Arbeitsmittelgemische (z.B. Ammoniak-Wasser-Gemische in sog. Kalina-Anlagen) zum Einsatz. (Saadat et al. 2010)Das abgekühlte Thermalwasser kann nun entweder wieder in den Untergrund verpresst oder weiter verwendet werden, z.B. zur Nahwärmeversorgung.

Ein Beispiel einer solchen Nutzung sowohl zur Stromerzeugung als auch zur Wärmebereitstellung ist in Deutschland im südlichen Oberbayern zu finden. Die Gemeinde Unterhaching bei München nutzt seit 2007 125°C heißes Thermalwasser aus 3500 m Tiefe im Winter für die direkte Wärmeversorgung. Im Sommer wird die überschüssige Wärme zusätzlich zur Wandlung in elektrischen Strom verwendet. So kann eine kontinuierliche Auslastung der geothermischen Ressource erreicht werden. Diesem Beispiel folgen viele Gemeinden der Region, auch in der Schweiz (St. Gallen) und anderen Regionen der Welt werden Anlagen geplant und gebaut.

Obwohl Niedertemperaturkraftwerke auf einer etablierten Technik basieren, zeigt sich aus den Erfahrungen bestehender geothermischer Kraftwerke, dass bei der Auslegung und beim Betrieb noch verschiedene Herausforderungen und Optimierungspotenziale bestehen. Spezielle geothermische Anforderungen an die Technik bestehen unter Anderem durch die Wärmequelle Thermalwasser, das für die Stromerzeugung sehr niedrige Temperaturniveau, und z.T. auch durch die kombinierte Nutzung des Thermalwassers zur Strom- und Wärmebereitstellung.

Bei der Auswahl von Kraftwerkskomponenten spielen neben Kosten vor allem Effizienzkriterien und Zuverlässigkeit im Betrieb eine entscheidende Rolle. Die Beurteilung dieser Kriterien ist im Vorfeld allerdings nicht immer möglich, .da z.T. nur geringe oder keine Betriebserfahrungen für die in geothermischen Anlagen relevanten Drücke, Temperaturen, Volumenströme und Medien vorliegen. Dies ist z.B. der Fall. bei Wärmeübertragern, die mit Thermalwasser und/oder bestimmten Arbeitsfluiden beaufschlagt werden, und damit die chemische Zusammensetzung und die thermophysikalischen Eigenschaften von typischen Anwendungsfällen abweichen. Zudem ist die Beurteilung der Effizienz einer einzelnen Komponente im Hinblick auf das Gesamtsystem nicht immer eindeutig, insbesondere weil geothermische Anlagen aufgrund des natürlichen Reservoirverhaltens und veränderlicher Umgebungsbedingungen oftmals außerhalb des Auslegungspunkts betrieben werden. Neben der Leistungsfähigkeit und Verlässlichkeit einzelner Komponenten stellen der Planungsprozess und die Fahrweise der Gesamtanlage weitere wichtige Optimierungspotenziale dar.

Entwicklungen in der Kraftwerktechnologie zielen daher generell auf Effizienzsteigerungen und Erhöhung der Verlässlichkeit des Gesamtsystems sowie eine verbesserte Planbarkeit geothermischer Anlagen.

2.2 Enhanced geothermal systems

Die Entwicklung von 'enhanced geothermal systems' (EGS) ist theoretisch fast überall möglich, wo geringe Volumenströme des Thermalwassers eine energetische Nutzung ökonomisch unrentabel machen. Damit kann Geothermie unabhängig vom optimalen Standort in vulkanisch aktiven Regionen genutzt werden. Für die Verbesserung der Fliessraten werden Stimulationsverfahren eingesetzt, die teilweise in der Kohlenwasserstoffindustrie entwickelt wurden (Schulte et al., 2010). In karbonatischen (= kalkhaltigen) Gesteinen kann durch gezielte Injektion von angesäuertem Wasser Gestein gelöst und damit vorhandene Klüfte erweitert werden. Die Injektion von kaltem Wasser kann durch thermischen Schock auch zur Bildung neuer Mikrorisse eingesetzt werden. Die

Wirksamkeit dieses Verfahrens ist besonders in sehr heißen Reservoiren hoch und wird daher bevorzugt in Ländern wie Island eingesetzt.

Am weitesten verbreitet ist das Verfahren der hydraulischen Stimulation, bei der große Mengen an Wasser unter hohem Druck ins Reservoir injiziert werden, was zu einer Öffnung und Erweiterung vorhandener Risse führt. Ursprünglich ging man davon aus, trockenes, heißes Gestein im Untergrund mit diesem Verfahren durchlässig für Wasser zu machen, um es dann als Wärmetauscher benutzen zu können, daher die Bezeichnung „hot dry rock“ Verfahren. Es wurde weltweit erstmals am Los Alamos National Laboratory in den USA für die Geothermie in einem Projekt in Fenton Hill, New Mexico, entwickelt und später auch in anderen Ländern versucht, z.B. in Großbritannien (Rosemanowes) und in Japan, wo die bis heute heißeste Bohrung, WD-1A in Kakonda, in einen Granit mit über 500 C abgeteuft wurde. Obwohl die prinzipielle Machbarkeit dieses Ansatzes gezeigt werden konnte, wurde keines dieser Projekte damals weiter verfolgt.

Der heutige Ansatz unterscheidet sich von den ursprünglichen Projekten insofern, als man vorhandene Wasservorkommen erschließt und für die Nutzung verbessert, daher die Bezeichnung „enhanced geothermal systems“ (EGS). Das weltweit erste dieser Systeme, das vollständig von der Erkundung bis zur Energiebereitstellung entwickelt wurde, ist das Europäische Testprojekt in Soultz-sous-Forêts im Elsass. Dort wurde in einem Granit in ca. 5 km Tiefe das Rissnetzwerk systematisch erweitert und ein Kraftwerk errichtet. In Deutschland wurden die Standorte Landau in der Pfalz (in der Nähe von Soultz) und der Forschungsstandort Groß Schönebeck nördlich von Berlin nach diesem Verfahren erschlossen (Huenges, 2011). Weltweit finden Aktivitäten statt, mit Hilfe von EGS das enorme Potenzial der Geothermie auch an Standorten ohne Vulkanismus nutzbar zu machen. Besonders in Australien und in den USA, wo entsprechende nationale Förderprogramme aufgelegt wurden, wird hier das weitgehend in Europa entwickelte know-how nun eingesetzt.

Eines der Probleme, die bei der Injektion von Fluiden in den tiefen Untergrund auftreten können, sind damit einhergehende Erschütterungen, auch als „induzierte Seismizität“ bezeichnet. Diese Erschütterungen sind meist unterhalb der Wahrnehmungsgrenze und treten bei vielen Rohstofferschließungen auf. So sind z.B. der Norden der Niederlande und auch Teile Norddeutschlands schon mehrfach durch Erdgasförderung erschüttert worden, auch der Kohlebergbau oder Staudämme können zu induzierter Seismizität führen. In der Geothermie haben zwei Vorfälle in Europa für Schlagzeilen gesorgt. In Basel wurde durch Stimulationsmaßnahmen Ende 2006 ein Beben der Magnitude 3.4 ausgelöst, was letztendlich zum Verlust der öffentlichen Akzeptanz und zum Ende des Projekts führte. In Landau hat 2009 ein Beben der Magnitude 2.7 zu Verunsicherungen geführt und zu entsprechenden Auflagen, die Re-Injektion des Fluids nur noch mit geringerem Druck zu gestatten.

2.3 Nutzung von superkritischem Wasser

Geothermische Reservoire, besonders in den Regionen mit hohem Temperaturgradienten, können Wasser im Zustand über dem kritischen Punkt enthalten. Solche Vorkommen wurden zwar schon erbohrt, zu einer energetischen Nutzung ist es bisher allerdings nicht gekommen. In einem Vergleich zwischen konventionellen und

superkritischen Vorkommen zeigen Albertsson et al. (2010), dass aus einem Bohrloch die 10fache Energiemenge gefördert werden könnte bei gleichem Volumenstrom, wenn man die superkritischen Wässer nutzbar machen könnte (Tabelle 1).

	conventional	**IDDP**
Dry steam	235°C	430°- 550°C
Druck	30 bar	230 – 260 bar
Volumenstrom	0,67 m^3/h	0,67 m^3/h
Leistung	5 MW_e	50 MW_e

***Tabelle1**: Vergleich konventioneller und superkritischer Reservoire bei gleichem Volumenstrom*

Seit 2000 laufen daher Bestrebungen, ein solches Reservoir in Island zu erbohren, zu erforschen und zu erschließen. Im Iceland Deep Drilling Project (IDDP) schlossen sich Industrie und Forschung zusammen, um in ein bekanntes Reservoir im Norden Islands, Krafla, was bereits zur Stromerzeugung genutzt wird, bis in den darunter liegenden Vulkan zu bohren.

Zwischen 4 und 5 km Tiefe wurde aufgrund vorliegender geophysikalischer Daten die Magmakammer des Vulkans erwartet, unmittelbar darüber sollten die Bedingungen für ein 'superkritisches Reservoir' gegeben sein (Abb 3). Im Verlauf der Bohrarbeiten, die 2008 begannen, blieb der Bohrmeisel in ca. 2100m Tiefe stecken, weil die Bohrung bereits Magma erreicht hatte bei einer Temperatur >900°C, so dass Anfang 2009 die Arbeiten eingestellt werden mussten (Friðleifsson et al., 2010). Im während der Bohrarbeiten stark gekühlten Bohrloch steigt die Temperatur seither wieder an. Seit Anfang 2010 werden immer wieder sogenannte ‚flow tests' durchgeführt, bei denen Fluid aus der Bohrung gefördert wird. Im August 2011 erreichte die Temperatur des geförderten Fluids 410°C bei 40 bar. Die Schlüsselfrage bei der Nutzung dieser Art von Fluid ist, ob sie in einem Kreislauf kontrollierbar ist oder ob hierzu noch nicht vorhandene Technologieentwicklungen notwendig sind.

Für eine neue Tiefbohrung in Island läuft die Suche nach einem Alternativstandort, 2013/14 soll ein neuer Anlauf genommen werden. Ähnliche Vorbereitungen laufen in Neuseeland. Auch in Japan werden aufgrund der Neuausrichtung der Energiepolitik neue Pläne zur Erschließung der im Land weit verbreiteten geothermischen Ressourcen entwickelt, die auch Reservoire mit potenziell superkritischem Wasser einschließen.

Für die Erschließung solcher Wässer im Temperatur- und Druckbereich über dem kritischen Punkt müssen einige technische Herausforderungen gemeistert werden. Nicht nur ist die Lokalisierung solcher Vorkommen nicht einfach, auch gibt es so gut wie keine Messtechnik, die in diesem Temperaturbereich zuverlässig Informationen aus einem

Bohrloch wiedergeben könnte. Zudem ist Wasser in diesem Bereich, vor allem wenn es stark mineralisiert ist und einen relativ niedrigen pH-Wert aufweist, ein aggressives Medium, welches hohe Anforderungen an die verwendeten Materialien stellt (siehe Berichte auf der IDDP website - http://iddp.is).

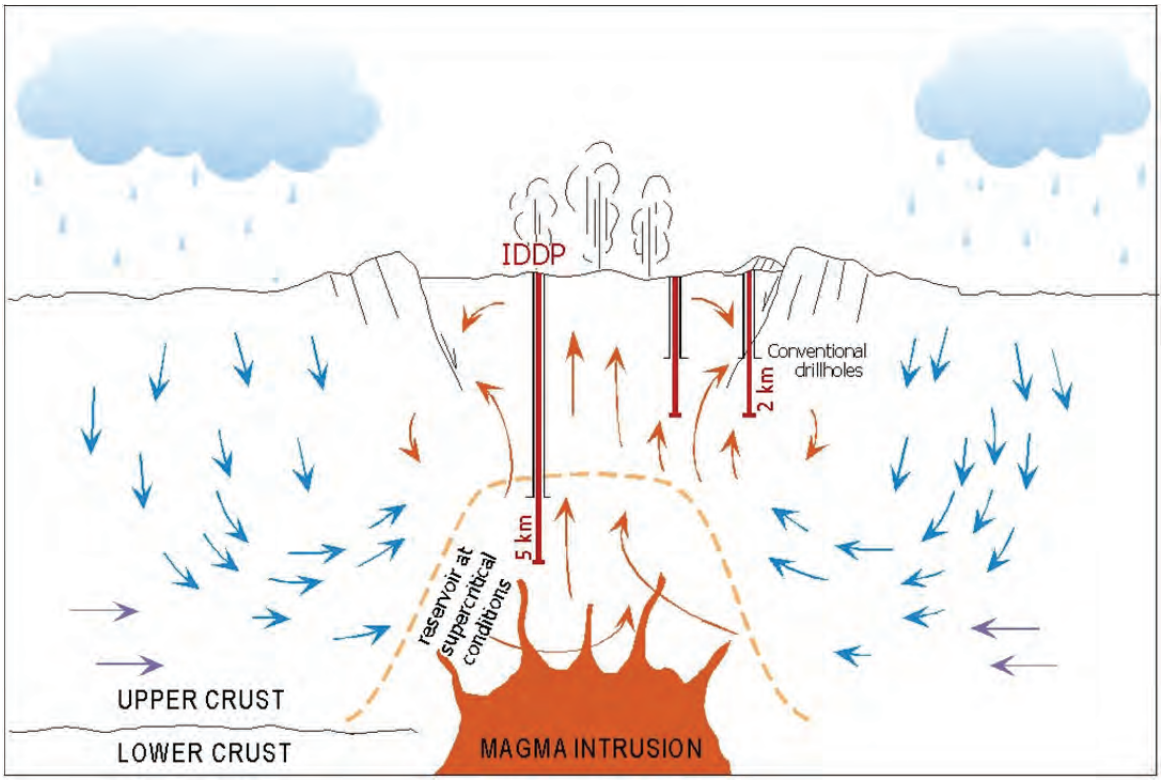


***Abbildung 3**: Schematischer Querschnitt durch die vulkanische Geothermielagerstätte in Krafla/Island mit ursprünglich geplanter IDDP Bohrung. Gestrichelte Linie zeigt Bereich mit potenziell überkritischem Wasser (aus: Elders & Friðleifsson, 2010).*

2.4 Zero-emission/total re-injection

Bei Binär-Kraftwerken wird grundsätzlich alles geförderte Thermalwasser wieder in den Untergrund verpresst, so das keine Emissionen entstehen. Bei Hochtemperatur-Anlagen jedoch entweicht ein Teil des Dampfes nach der Nutzung in die Luft. Auch wenn diese „konventionellen“ Geothermiekraftwerke im Vergleich zu fossilen Energieträgern nur geringe Emissionen verschiedenster Gase verursachen, ist eine komplette Vermeidung von Abgasen aus der Bohrung für zukünftige Entwicklungen aus mehreren Gründen wichtig: die öffentliche Akzeptanz ist bei Kraftwerkneubauten grundsätzlich leichter zu erreichen, je geringer der Einfluss auf die Umwelt ist, besonders wenn die Emissionen auch mit einer Geruchsentwicklung verbunden sind, wie dies bei einigen älteren Anlagen der Fall war. Aber nicht nur für die ökologische sonder auch für die ökonomische Nachhaltigkeit des

Betriebs kann die vollständige Re-Injektion von Bedeutung sein, weil dadurch der Reservoir-Druck besser aufrecht erhalten bleiben kann.

Diese Entwicklung wird bereits diskutiert, bisher werden solche Anlagen aber noch nicht gebaut. Für die Entwicklung müssen einige grundlegende Fragen geklärt werden. Insbesondere müssen nicht kondensierbare Gase vom Dampf getrennt werden um später mit dem kondensierten Wasser wieder re-injiziert zu werden. Die Injektion des Wasser-Gasgemischs ist sowohl für das Bohrloch als auch für das Reservoir eine Herausforderung, die bisher noch nicht verstanden und daher untersucht werden muss. Im Bohrloch sind die Anforderungen an die Materialien für die Verrohrung zu prüfen und der Wasser-Gas-Chemie anzupassen um Korrosion und/oder unerwünschte Ausfällungen zu vermeiden. Aber auch für die Pumpen, mit denen das Fluid in das Bohrloch verpresst werden soll, ist ein Wasser-Gasgemisch problematisch. Lösungen, das Gas zusammen mit dem Wasser wieder in den Untergrund zu bringen, müssen noch entwickelt werden. Aber auch die Langzeit-Reaktionen im Reservoir müssen untersucht werden, weil die Fluid-Gesteinswechelswirkung durch ein verändertes Fluid beeinflusst werden.

Das Thema ist zwar bisher noch nicht Gegenstand laufender Projekte, wird aber bereits bei Projektentwicklern diskutiert. Im Forschungsbereich wurden bereits erste Vorschläge zu Untersuchungen gemacht, besonders im Bereich der Materialentwicklung.

3. Ausblick

Durch die weltweiten Bestrebungen, den CO_2 Ausstoß zu reduzieren und die negativen Auswirkungen des Klimawandels gering zu halten erfährt die Entwicklung der Geothermie, wie auch die anderer erneuerbarer Energieformen gegenwärtig einen Schub, der auf breiter Ebene die Nutzung dieser nahezu überall rund um die Uhr zur Verfügung stehenden Ressource zum Ziel hat. Aufgrund ihrer Grundlastfähigkeit kann die Geothermie im Konzert der klimafreundlichen Energiequellen in der Tat einen wichtigen Part spielen, selbst wenn die Gesamtleistung weltweit installierter Kraftwerke geringer sein wird als die anderer Energiequellen. Momentan trägt sie nur in wenigen Ländern signifikant zur Energieversorgung bei. Das kann sich jedoch ändern, wenn ein nachhaltiger Durchbruch bei EGS gelingt, der die Abhängigkeit von geothermischen Idealbedingungen reduziert. Bestrebungen in vielen Ländern der Welt gehen in diese Richtung. Entscheidend wird neben wissenschaftlich-technischem Fortschritt sein, ob die Nebenwirkungen der induzierten Seismizität in Zukunft kontrolliert werden können und ob es gelingt, stimulierte Rissnetzwerke im Gestein nachhaltig offen und produktiv zu halten. Die öffentliche Akzeptanz neuer Kraftwerke wird auch entschieden von deren subjektiv wahrgenommener Umweltfreundlichkeit sein. Daher können in Zukunft „Zero-emission“ Anlagen zur Bedingung für neue Kraftwerke werden.

Neben der Entwicklung in die Breite, die durch EGS ermöglicht wird, wird sich auch die Kapazität einzelner Kraftwerke an den Hochenthalpie-Standorten mit vulkanischen Geothermie-Lagerstätten vervielfachen, wenn die superkritischen Fluide genutzt werden können. Die weltweiten Aktivitäten, an denen auch verschiedene Energieversorger und andere Unternehmen beteiligt sind, lassen den optimistischen Schluss zu, dass auch diese Ressourcen in Zukunft genutzt werden und damit in der Lage sind, große, mit fossilen Kraftstoffen betriebene Kraftwerke zu ersetzen.

4. Literatur

Albertsson A., Bjarnason J.O., Gunnarsson T., Ballzus C., and Ingason K., (2003) Part III: Fluid handling and evaluation. In: G.O. Friðleifsson (Ed.), Iceland Deep Drilling Project, Feasibility Report, Part 3, 33 pp. Orkustofnun Report OS-2003-007.

Elders, W.A. and Friðleifsson, G.Ó. (2010) The Science Program of the Iceland Deep Drilling Project (IDDP): a Study of Supercritical Geothermal Resources. *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010, paper no. 3903

Friðleifsson G.Ó., Pálsson B., Stefánsson B., Albertsson A., Gunnlaugsson E., Ketilsson J., Lamarche R., and Andersen P. E. (2010) Iceland Deep Drilling Project. The first IDDP Drill Hole Drilled and Completed in 2009. *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010, paper no. 3902

Huenges, E. (2011) Geothermische Stromerzeugung - Vom Reservoir bis zur Turbine. Exzerpt aus Tagungsband des AKE, DPG-Tagung 2010 Bonn, pp. 114-125. http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2010-AKE_Bonn/Links_DPG2010.htm

Kranz, S.; Bartels, J.; Gehrke, D.; Hoffmann, F.; Wolfgramm, M. (2008): Wärme- und Kältespeicherung in Aquiferen. *bbr - Fachmagazin für Brunnen- und Leitungsbau*, 59, 7/8, 34-43.

Saadat A., Frick S., Kranz S., Regenspurg S. (2010) Energetic use of EGS reservoirs, *In: Geothermal energy systems – Exploration, development and utilization*. 1st edition. E. Huenges (editor). Wiley-VCH, Berlin. June, 2010, pp. 303-372 (ISBN: 978-3527408313)

Lund J.W., Freeston D.H., and Boyd T.L. (2010) Direct Utilization of Geothermal Energy 2010 Worldwide Review. *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010, paper no. 0007

Schulte T., Zimmermann G., Vuataz F., Portier S., Tischner T., Junker R., Jatho R., and Huenges E. (2010). Enhancing Geothermal Reservoirs, *In: Geothermal energy systems – Exploration, development and utilization*. 1st edition. E. Huenges (editor). Wiley-VCH, Berlin. June, 2010, pp. 173-244 (ISBN: 978-3527408313)

Dr. David Bruhn
International Center for Geothermal Research
Deutsches GeoForschungsZentrum - GFZ
D-14473 Potsdam, Germany
huenges@gfz-potsdam.de

Einsatz großer Wärmepumpen im Industrie- und Gewerbebau

Rüdiger Grimm, geoENERGIE Konzept GmbH, Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V.

1. Marktsituation

Die Nutzung der oberflächennahen Geothermie („Erdwärme“) stellt mit ca. 25.000 errichteten Anlagen pro Jahr in Deutschland mittlerweile einen beachtenswerten Anteil an der Heizung und Klimatisierung von Wohn- und Gewerbeimmobilien dar.

Seit dem „Boom-Jahr“ 2006/07 ist jedoch ein geringfügiger Rückgang der Stückzahlen an verkauften Wärmepumpen zu beobachten.

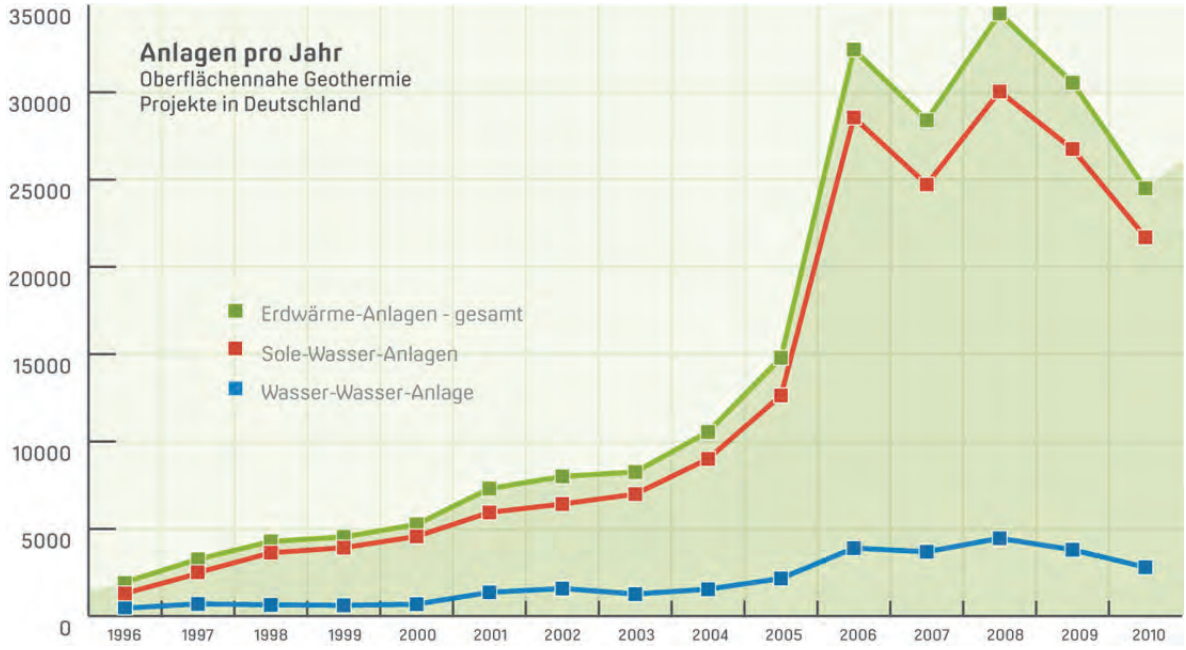


***Abbildung 1**: Jährliche Absatzzahlen an geothermischen Wärmepumpen (Quelle: BDH)*

Gründe dafür sind neben konjunkturellen Randbedingungen und stark schwankenden Energiepreisen vor allem genehmigungsrechtliche Einschränkungen in einigen Bundesländern, verursacht durch einzelne Problemfälle der Bohrbranche.

Interessant ist jedoch, dass der Rückgang der jährlichen Absatzzahlen nicht einhergeht mit der jährlich zugebauten geothermischen Leistung. So ist der Anteil mittlerer und großer Wärmepumpen (> 20 kW) in den letzten 4 Jahren von 9% auf 13% gestiegen. Das heißt, die

Objekte werden weniger aber größer oder auch: die Erdwärmenutzung hält verstärkt Einzug im Industrie- und Gewerbebau.

Was sind die Gründe dafür? Einerseits weisen die erwähnten Gebäudetypen keine „typischen“ Wärmebedarfskurven auf, denn fast immer erfolgt die zusätzlich erforderliche Gebäudekühlung über die Erdwärmesonden. Gegenüber Anlagen mit reinem Heizbetrieb sind hier deutlich kürzere Amortisationszeiten zu beobachten, da vor allem die natürlich Kühlung deutliche Betriebskostenreduzierungen bringen.

2. Wie funktioniert Geothermie?

Über die fest installierten Erdwärme-Sonden wird dem Untergrund Wärme entzogen, die mittels Wärmepumpe (und Einsatz von ca. ¼ elektrischer Antriebsenergie) auf das erforderliche Temperaturniveau gebracht wird. Die dazu erforderlichen Wärmepumpen sind weitestgehend wartungsfrei und verursachen daher neben dem zum Betrieb erforderlichen Strom keine weiteren Betriebskosten.

Um die Effizienz des Systems langfristig zu wahren, müssen die Erdwärmesonden so dimensioniert werden (Tiefe, Abstand), dass eine natürliche Regeneration des Untergrundes ermöglicht wird. Ist dies gewährleistet, arbeitet das System ohne Abstriche über einen beliebig langen Zeitraum.

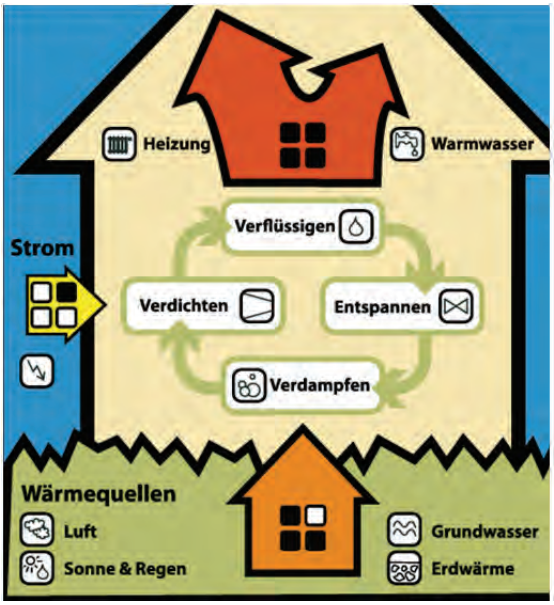


***Abbildung 2**: Funktionsweise der Wärmepumpe*

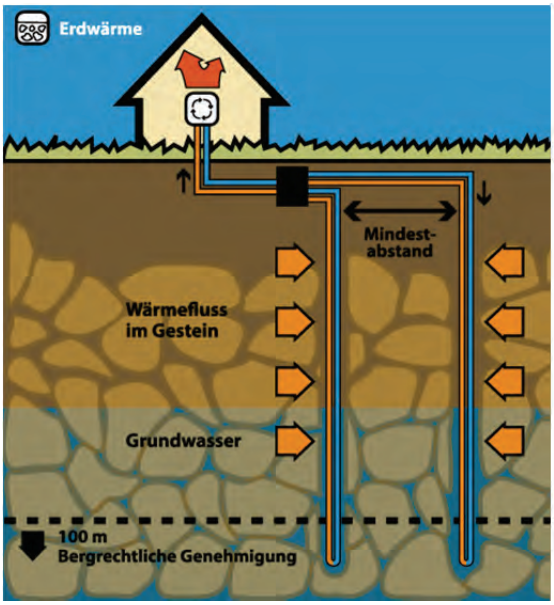


***Abbildung 3**: Prinzipschema Erdwärmesonden*

3. Genehmigungen

Für die Errichtung einer Erdwärmeanlage ist grundsätzlich eine wasserrechtliche Genehmigung bei der Unteren Wasserbehörde des Landkreises einzuholen. Bei Bohrtiefen über 100 m ist die Einbeziehung des Landesbergamtes erforderlich. Da es sich bei der

Nutzung von Erdwärme um einen wasserrechtlichen Tatbestand handelt, welcher föderal geregelt wird, sind hier regionale Unterschiede zu beachten. Dazu existieren Leitfäden der einzelnen Bundesländer.

4. Ermittlung der erforderlichen Bohrmeter

Oftmals werden zur Festlegung der erforderlichen Bohrtiefen von Erdwärmesonden Ansätze nach der „Formel“ 50 W/m Bohrungslänge ermittelt. Wesentlich ist jedoch zu wissen, dass diese Zahl einen speziellen Einzelfall darstellt, der von einer Vielzahl von Faktoren abhängig ist.

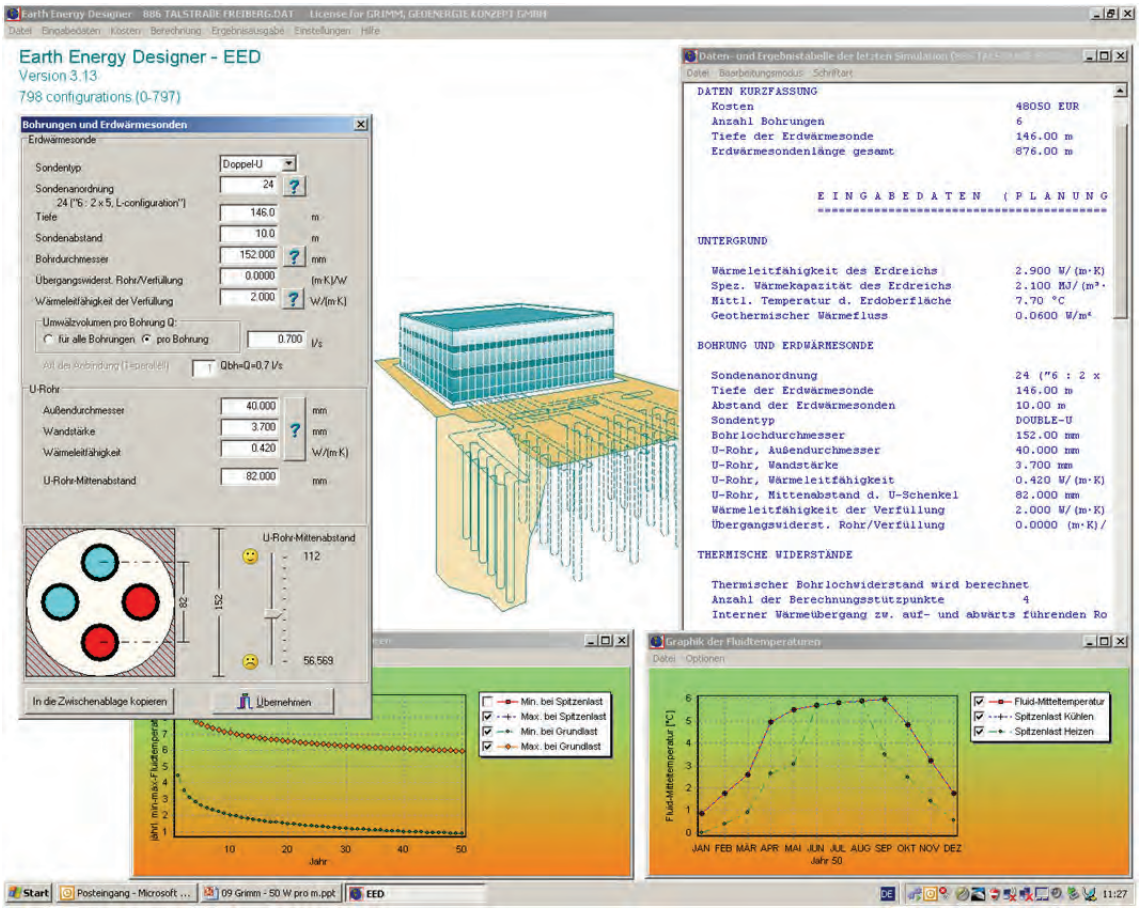


***Abbildung 4**: Dateneingabe im Programm EED Earth Energy Designer*

Berücksichtigt man allein die unterschiedlichen Gesteine, so können bei diesem Standard-Einfamilienhaus Werte zwischen 20 W/m (trockener Sand) und 80 W/m (fester Granit) angesetzt werden. Zwischen diesen beiden „Extremen“ liegt die vierfache Länge für die erforderliche Erdwärmesonde – und damit auch die vierfache Investitionssumme für die Bohrungen. Daher ist eine fachkundige Beratung von großer Bedeutung für eine erfolgreiche Umsetzung.

5. Untergrundparameter

Die zur Deckung des Energiebedarfs erforderlichen Bohrmeter in einem Erdwärmesondenfeld stellen oftmals eine der wesentlichen Kostengrößen für den Bauherren dar und bedürfen daher einer besonders sensiblen Betrachtung.

Dabei sind die am Standort angetroffenen Untergrundparameter „Wärmeleitfähigkeit“ und „Temperatur“ die entscheidenden Randbedingungen für eine fachgerechte Dimensionierung von geothermischen Anlagen und somit für die hohe Effektivität und nachhaltige Funktionsweise von Wärmepumpensystemen.

In marktüblichen Simulationsprogrammen (wie z.B. EED - Earth Energy Designer) stehen Datenbanken zur Verfügung, die es uns ermöglichen, eine für den jeweiligen Anlagenstandort repräsentative Untergrundtemperatur und die entsprechende Wärmeleitfähigkeit von Gesteinen auszuwählen.

Auch wenn diese Datenbanken in den letzten Jahren deutlich umfangreicher geworden sind, ergeben sich noch immer lokale Besonderheiten, natürliche Schwankungsbreiten und Regionen mit gewissen Unsicherheiten. Es macht sich daher aus planerischer Sicht erforderlich, diese Parameter ab einer bestimmten Anlagengröße messtechnisch zu ermitteln.

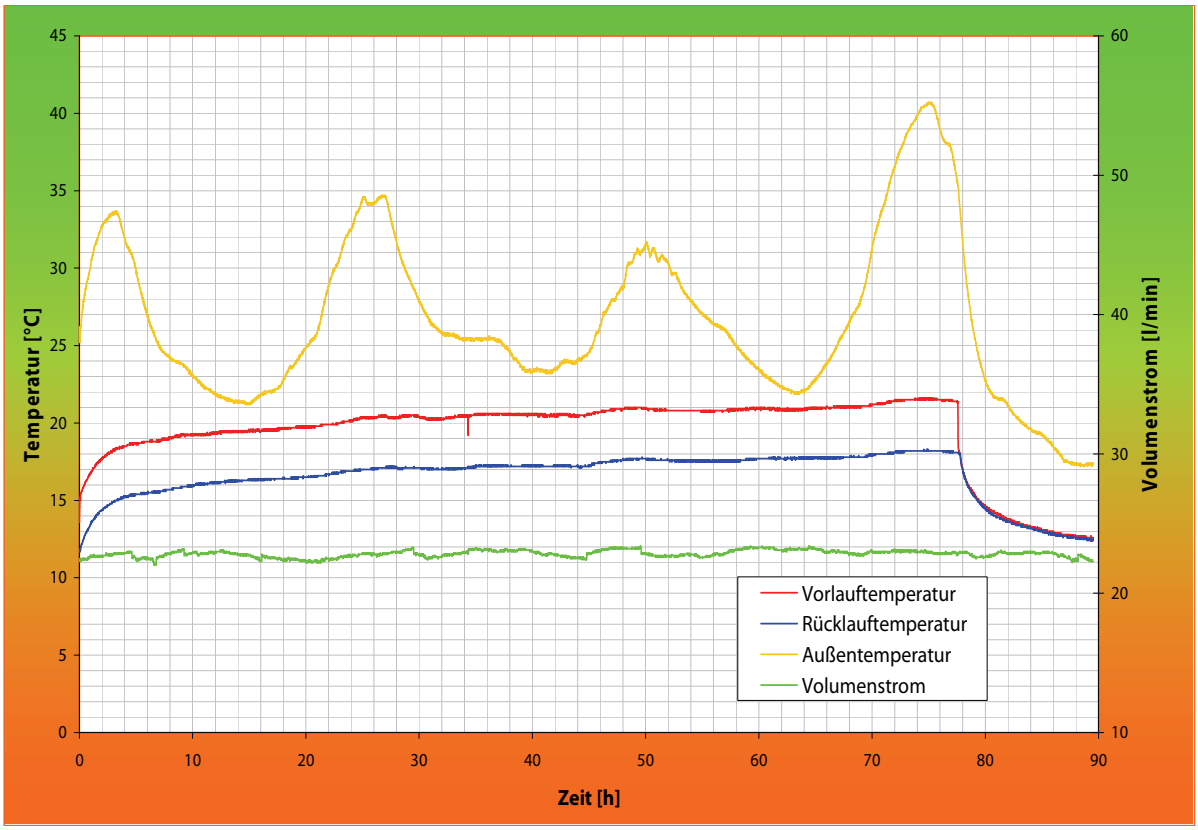


***Abbildung** 5: Typische Messkurven eines TRT*

6. Testverfahren

Im Vordergrund der Messungen steht der sog. „Thermal Response Test“ (TRT) oder auch „Geothermal Response Test“ (GRT), mit dem die Parameter

- mittlere spezifische Wärmeleitfähigkeit,
- ungestörte Untergrundtemperatur und
- spezifischer Bohrlochwiderstand

an einer im Vorfeld zu errichtenden Pilotbohrung als Mittelwert über die Sondentiefe bestimmt werden. Im „Enhanced Geothermal Response Test“ (EGRT) erfolgt dies tiefenabhängig.

Geothermische Testarbeiten liefern weiterhin wichtige Ergebnisse über die Eigenschaften des Untergrundes und die Güte der Bohrarbeiten.

Thermal Response Test stellen mittlerweile weltweit ein Standard bei der Planung von Erdwärmeanlagen dar. In Deutschland wird, auf Grund der Empfehlung der VDI 4640, meist ab einer Leistung von 30 kW ein Test durchgeführt.

Abbildung 6*: Durchführung geothermischer Testarbeiten auf einem potenziellen Erdwärmesondenfeld (Trinitatis-Kirche in Leipzig)*

Die Wärmeleitfähigkeit kann weiterhin auch laborativ an Gesteinsproben ermittelt werden. Hier ist zu beachten, dass es sich bei den Ergebnissen um selektive Werte handelt und die Übertragbarkeit für die Planung nicht immer gegeben ist.

Bei bisherigen Testarbeiten zeigte sich, dass die gemessenen Wärmeleitfähigkeiten der Gesteine am Standort oftmals deutlich über den zu erwartenden Werten lagen, was im Ergebnis zu einer Einsparung von Bohrmetern und damit zu geringeren Investitionskosten führte.

Insgesamt stehen Daten von über 200 eigenen Tests zur Verfügung und bilden somit eine statistisch fundierte Basis für die präsentierten Ergebnisse.

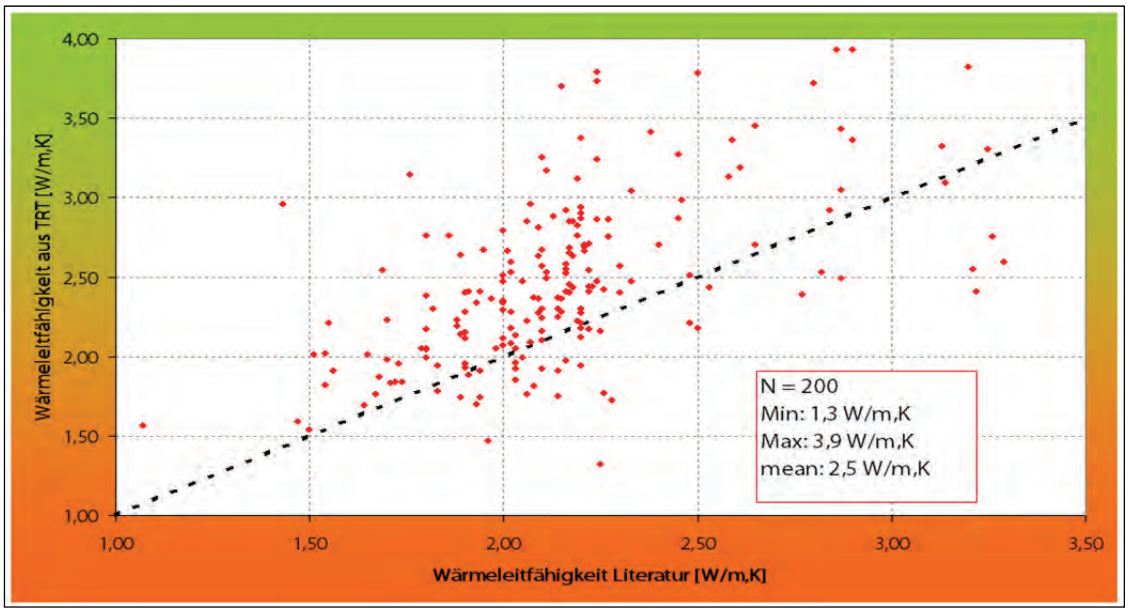


***Abbildung 7**: Ergebnisse von Thermal Response Tests im Vergleich mit Literaturwerten*

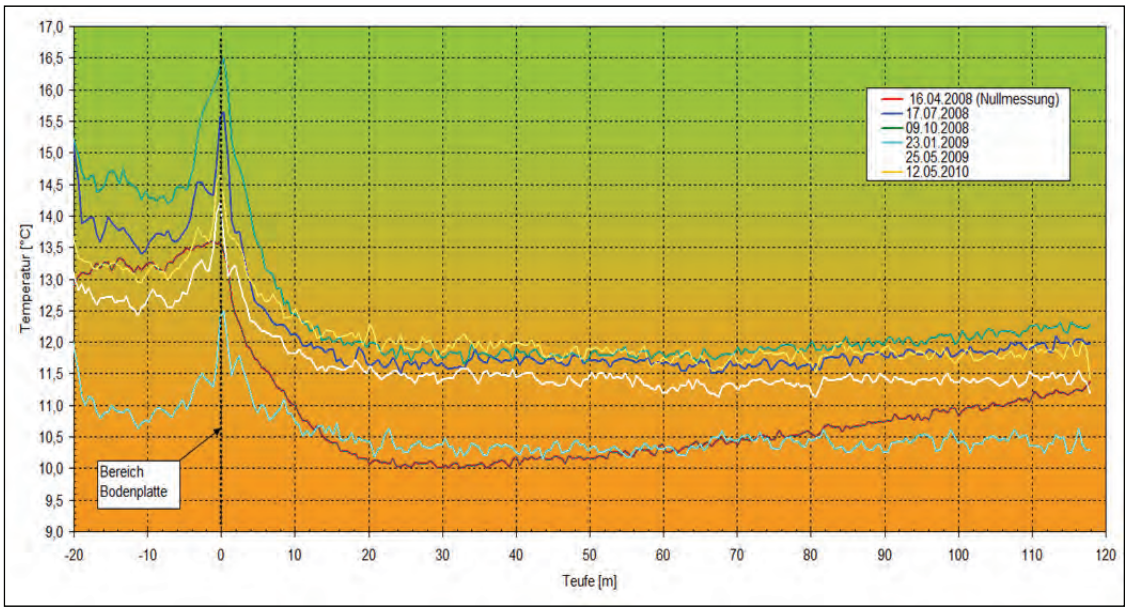


***Abbildung 8**: Messkurven eines faseroptischen Kabels an einem Wärmespeicher*

7. Temperatur-Messungen

Verschiedene vor-Ort-Messverfahren wie

- Temperatur-Logs mit externen Messsonden am offenen Bohrloch bzw. in der Erdwärmesonde selbst
- Installation faseroptischer Kabel im Bereich der Verfüllung bzw. reversibel in einem Leerrohr
- thermisch nicht angeregter Umlauf an einem Thermal Response Test

ermöglichen mit relativ geringem Aufwand die Erfassung von teufenabhängigen Temperaturdaten und bilden somit die Grundlage für die Planung, ein fundiertes Monitoring bzw. die Optimierung der Anlagen.

Auch für die Erfassung der Beladungszustände von Erdwärmespeichern (Heizen & Kühlen) ist die Kenntnis der Temperaturverteilung im Untergrund wichtig.

8. Wie funktioniert Kühlung mittels Geothermie?

Im normalen Heizbetrieb während des Winters entziehen die Erdwärmesonden dem Untergrund Wärme. Es bildet sich eine Wärmesenke, welche durch den natürlichen Wärmestrom - bei richtiger Dimensionierung - im Sommer dazu führt, dass sich das Sondenfeld natürlich regeneriert. Die Regeneration kann verstärkt werden, indem zusätzliche Wärme in den Untergrund eingebracht wird, was beim Kühlen der Fall ist. Erfolgt diese Aufheizung über das natürliche Temperaturniveau des Untergrundes hinaus, so muss die Wärmepumpe während der nächsten Heizperiode eine geringere Temperaturdifferenz ausgleichen, arbeitet effizienter und verbraucht weniger elektrische Antriebsenergie. Die Amortisationszeit einer solchen Anlage sinkt gegenüber einer Anlage im reinen Heizbetrieb.

Letztlich handelt es sich dabei um einen großen natürlichen Untergrundspeicher.

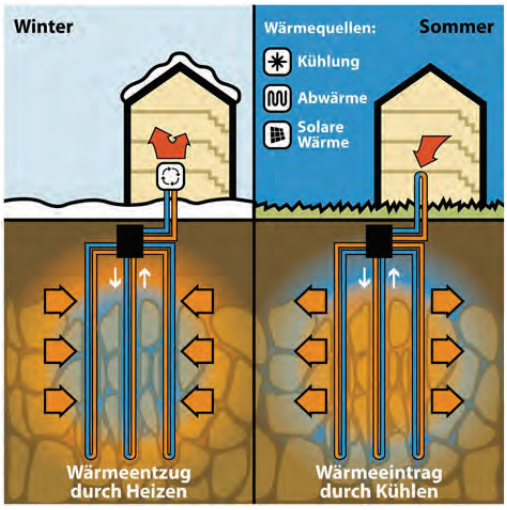


***Abbildung 9**: Prinzip Heizen & Kühlen mit Geothermie*

Im Unterschied zu klassischen Wärmeerzeugungen und Klimatisierungen sind bei geothermischen Anlagen ohnehin eine Reihe von Randbedingungen zu beachten. Eine optimale und effiziente Anlage funktioniert nur in engem Zusammenspiel zwischen Haustechnik, Fachplaner und Bohrtechnik.

Besondere Berücksichtigung beim Heizen & Kühlen ist zusätzlich auf die folgenden Randbedingungen zu legen:

- Sinnhaftigkeit einer Gebäudesimulation als Eingangsgröße für die Dimensionierung des Sondenfeldes
- Beachtung von Grenztemperaturen (v.a. für Kühlung)
- Berücksichtigung der Bohrtiefe und der damit einhergehenden mittleren Untergrundtemperatur
- Beachtung der Sondenabstände und der Feldeskonfiguration in Abhängigkeit vom Verhältnis Heizen/Kühlen
- Berücksichtigung des Startzeitraums der Gebäudeversorgung (Kühlung oder Heizung)
- Einsatz von thermisch verbesserten Verfüllbaustoffen zur Verbesserung der Speichergeschwindigkeit (unter Berücksichtigung der Spitzenlast)
- Mögliche Unterteilung des Erdwärmesondenfeldes in Subfelder mit unterschiedlichem Betriebsregime
- Berücksichtigung des nachbarschaftlichen Einflusses und dessen Nachweis über Finite-Elemente-Simulation
- Monitoring während der ersten Betriebsjahre zur weiteren Optimierung der Kosten

9. Objektbericht „Cityliving XXL – Feuerwehrstraße“ in Frankfurt a.M.

Mit dem nachfolgenden Objektbereicht soll beispielhaft der Ablauf eines Großprojektes vom Erstkontakt bis zur abschließenden Überwachung der laufenden Anlage beschrieben werden. Nur unter Beachtung dieser gesamten Wirkungskette sind hochwertige geothermische Energieversorgungsanlagen, nachhaltige Funktionsweise und schließlich zufriedene Kunden erzielbar.

***Abbildung 10**: Ansicht des sanierten Gebäudes (Quelle: www.citylivingxxl.de)*

Bei dem Objekt handelt es sich um die hochwertige Sanierung mehrerer ehemaliger Kasernengebäude.

Wichtig für den reibungslosen Projektablauf war die frühzeitige integrative Planung unter Einbeziehung der Haustechnik, des Tiefbaus und der Geothermie. Unter strenger Beachtung der „7 Schritte zur Geothermie“ wurde im Jahr 2008 mit den ersten Planergesprächen zur prinzipiellen wasserrechtlichen und technischen Machbarkeit begonnen. Bereits ein Jahr später konnte der Bauabschnitt 1 in Betrieb gehen.

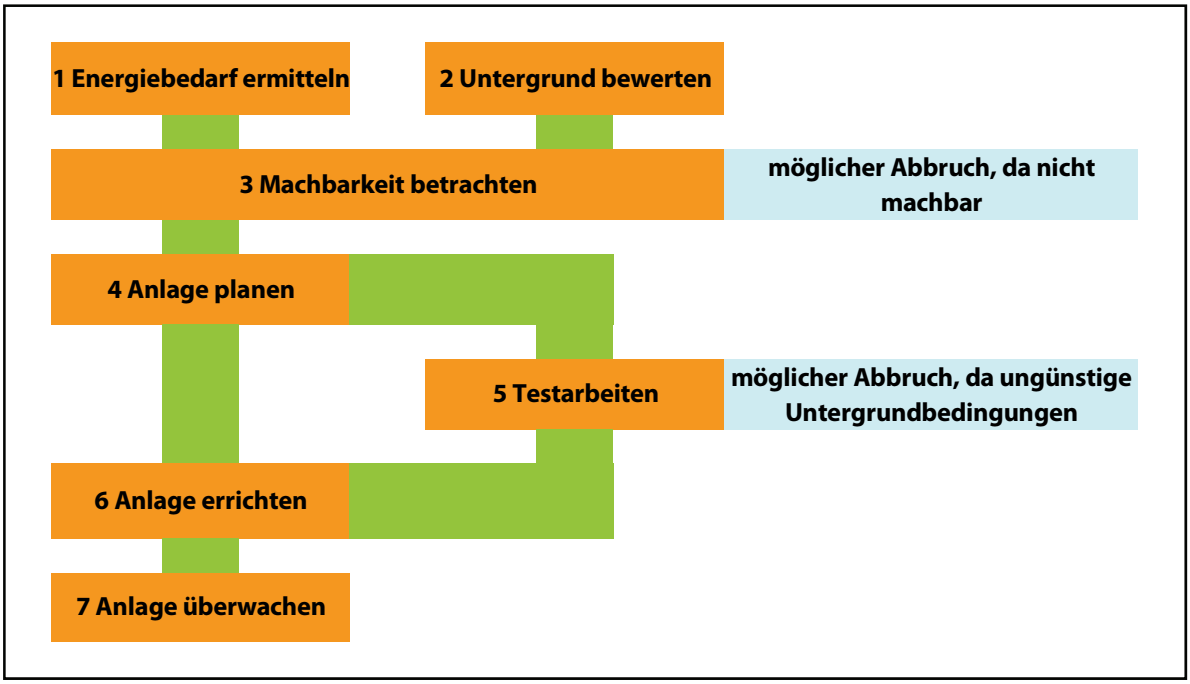


***Abbildung 11**: 7 Schritte zur Geothermie (Schema)*

Grundlage für die ersten Berechnungen zur erforderlichen Sondenzahl bildete die Schätzung des Wärme- und Kühlbedarfs und deren monatliche Verteilung auf der Basis einer Funktionalbeschreibung oder aus Erfahrungswerten bereits existierender Gebäude.

Zu den Besonderheiten des Gebäudes zählt neben der Herausforderung der Altbausanierung die Kombination und Integration verschiedener regenerativer Energieformen (hier Solarthermie). Für die beiden ersten Bauabschnitte wurden Erdwärmesondenfelder von insgesamt 1.000 m (BA 1) und 1.800 m (BA 2) Bohrungslänge errichtet. 7 Wärmepumpen á 20 kW und ein Spitzenlast-Brennwertkessel decken den Wärmebedarf. Die Warmwasserbereitung erfolgt vorrangig über Solarthermie. Solare Überschüsse im Sommer werden in den Untergrund eingespeichert und sorgen für eine schnellere Regeneration des Untergrundes und somit für eine höhere Effizienz der Wärmepumpe. Diese liegt derzeit bei einer Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems von ca. 5,3 d.h. mit 1 kWh Strom werden 5,3 kWh Wärme erzeugt.

Im zweiten Schritt mussten anhand der zu erwartenden geologischen Verhältnisse zwingende Randbedingungen für das spätere Feld definiert werden. Auf der Basis dieser Vorberechnungen wurden die Baukosten für das Sondenfeld incl. der horizontalen Anbindung bis zur Schnittstelle Wärmepumpe geschätzt und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen in Abhängigkeit von verschiedenen Szenarien der Energiepreisentwicklungen durchgeführt. Auf der Basis dieser Zahlen erfolgte die Entscheidung des Bauherren für die Technologie Heizen mit Wärmepumpen und Solarthermie.

In einer nächsten Phase des Projekts wurden Testarbeiten - Thermal Response Tests und Temperatur-Logs zur Bestimmung der Untergrundeigenschaften durchgeführt.

Bei den Testarbeiten zeigte sich, dass die gemessenen Wärmeleitfähigkeiten der Gesteine und die Untergrundtemperaturen am Standort deutlich über den zu erwartenden Werten liegen, was im Resultat zu einer Einsparung von Bohrmetern und damit zu geringeren Investitionskosten führte.

Über die nunmehr 1,5jährige Betriebszeit des Gebäudes konnten durch den Nutzer positive Erfahrungen gesammelt werden. Die Technologie wird bei den nächsten in der Planung befindlichen Objekten des Kunden erneut eingesetzt.

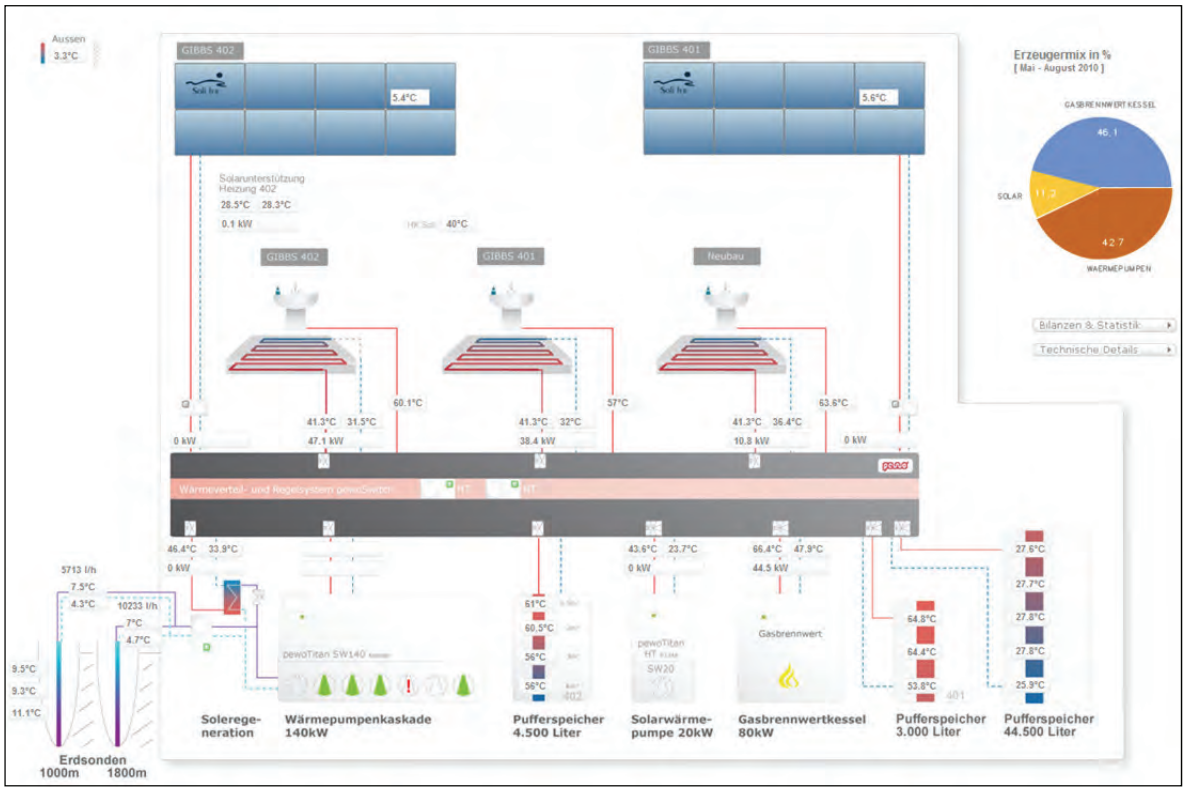


***Abbildung 12**: Energiemonitoring der Fa. ENWERK GmbH*

Eine weitere Optimierung der Anlage erfolgt gegenwärtig über die Auswertung der Betriebsdaten und die Installation zusätzlicher Messtechnik. Auch aus anderen

vergleichbaren Objekten ist diese Vorgehensweise bewährt und führt in der Regel zur Möglichkeit deutlicher Kostenreduzierungen innerhalb der ersten 3 Betriebsjahre.

Ein umfangreiches Monitoring ermöglicht die Erfassung der Betriebsdaten und die Steuerung bzw. Optimierung des Erdwärmesondenfeldes.

Unter Berücksichtigung nachhaltiger Denkansätze und mittelfristiger Finanzplanungen bei den Endkunden ist zu erwarten, dass sich der Anteil von Lösungen, bei denen Heizen & Kühlen über Geothermie realisiert, also saisonale Zwischenspeicher für Energie errichtet werden, in den nächsten Jahren noch deutlich erhöht.

Dipl.-Geol. Rüdiger Grimm
geoENERGIE Konzept GmbH
Am St. Niclas Schacht 13
D-09599 Freiberg/Sa.
grimm@geoenergie-konzept.de
www.geoenergie-konzept.de

Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V.
Charlottenstraße 24
D-10117 Berlin
www.waermepumpe.de

Anforderungen an einen Wärmepumpentarif zur Überwindung diskriminierender Steuern und Abgaben beim thermodynamisch optimierten Heizen

Gerhard Luther, Forschungsstelle Zukunftsenergie, Universität des Saarlandes

Einführung

Heizwärme lässt sich aus Brennstoffen nicht nur durch schlichte Verbrennung sondern auch durch thermodynamisch anspruchsvollere und effizientere Prozessketten herstellen:

- durch einen thermischen Stromerzeuger, bei dem - unter Verzicht auf die Nutzung der Exergie im unteren Temperaturbereich- die Abwärme schon bei einer mittleren Temperatur direkt oder über eine Fernwärmeleitung auf einen dezentralen Wärmeträger übertragen wird (Kraft-Wärmekopplung, „KWK“)
- durch technisch optimierte Stromerzeugung in einem großen Kraftwerk und dezentralen Einsatz von Wärmepumpen (WP) zur Ausnutzung von Umweltwärme.

Nur die Wärmeerzeugung über die Prozesskette Brennstoff-Kraftwerk-Wärmepumpe wird durch mit dem Elektrizitätseinsatz verknüpfte Steuern und Abgaben belastet. Eine Aufhebung dieser Wettbewerbsverzerrung auf dem Wärmemarkt durch einen diskriminierungsfreien Wärmepumpentarif ließe sich praktisch aufkommensneutral durchführen und könnte ohne Subventionen der Verbreitung von hocheffizienten Wärmepumpen starken Auftrieb geben.

1. Das Potential der Wärmepumpe

Wir beschränken uns bei der folgenden Betrachtung auf den Primärenergieträger Erdgas. Der Erdgasanteil an der Beheizung des Wohnungsbestandes in Deutschland beträgt etwa 50%. Das Erdgas wird dabei derzeit jedoch noch fast ausschließlich in Kesseln verbrannt. Bei einer thermodynamisch optimierten Wärmeerzeugung, bei der aus Erdgas in einem modernen großen Gas- und Dampfkraftwerk (GuD) Strom produziert wird und aus diesem Strom dezentral mit einer hocheffizienten Wärmepumpe Wärme bereitgestellt wird, kann man aus 1kWh$_{th}$ Erdgas im Kraftwerkseingang deutlich mehr als 2 kWh$_{th}$ dezentrale Heizwärme erzeugen (**e.g. /1/)**. Im Heizungsbereich ließe sich also rechnerisch bereits mit dem jetzigen Erdgaseinsatz von 50% die gesamte Heizwärme abdecken und darüber hinaus noch etwas Strom für andere Anwendungen bereitstellen. Auch im Vergleich zur in Deutschland besonders geförderten und subventionierten Kraftwärmekopplung ist der Wärmeerzeugungspfad über GuD und Wärmepumpe deutlich überlegen (**/1/, /2/)**.

Hierzu ist in Abbildung 1 das (fundamentale) Strom- Endenergie Diagramm für verschiedene Arten der gekoppelten und ungekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung dargestellt. Eine ausführliche Darstellung des Sachverhaltes findet sich in **/2/**, wo in dem dortigen Abbildung 5 mit dem gleichen und dort auch genauer zitierten Zahlenmaterial eine ähnliche Darstellung angegeben wird. Die beiden durchgezogenen Linien in Abbildung 1

entsprechen den Ortskurven einer getrennten Erzeugung von Strom in einem GuD mit einem Wirkungsgrad η_{GuD}=0.585 und von Wärme einerseits (blaue Linie) in einem Brennwertkessel mit einem auf den (unteren) Heizwert bezogenen Wirkungsgrad η_{BK} = 1.05 und andererseits (rote Linie) in einer Wärmepumpe mit einer Jahresarbeitszahl JAZ=4. Die hierzu gestrichelt eingetragenen Parallelen ergeben einen Mehr- bzw. Minderaufwand an Primärenergie von 10%: Liegt der Arbeitspunkt einer KWK-Anlage auf einer kurz gestrichelten (unteren) Parallele, so bedeutet dies, dass eine getrennte Erzeugung für die gleiche Produktion von Strom und Wärme 10 % weniger Erdgas verbrauchen würde. Analog ergibt sich bei einem Arbeitspunkt auf der lang gestrichelten (oberen) Parallele ein Mehraufwand von 10 % für die getrennte Erzeugung.

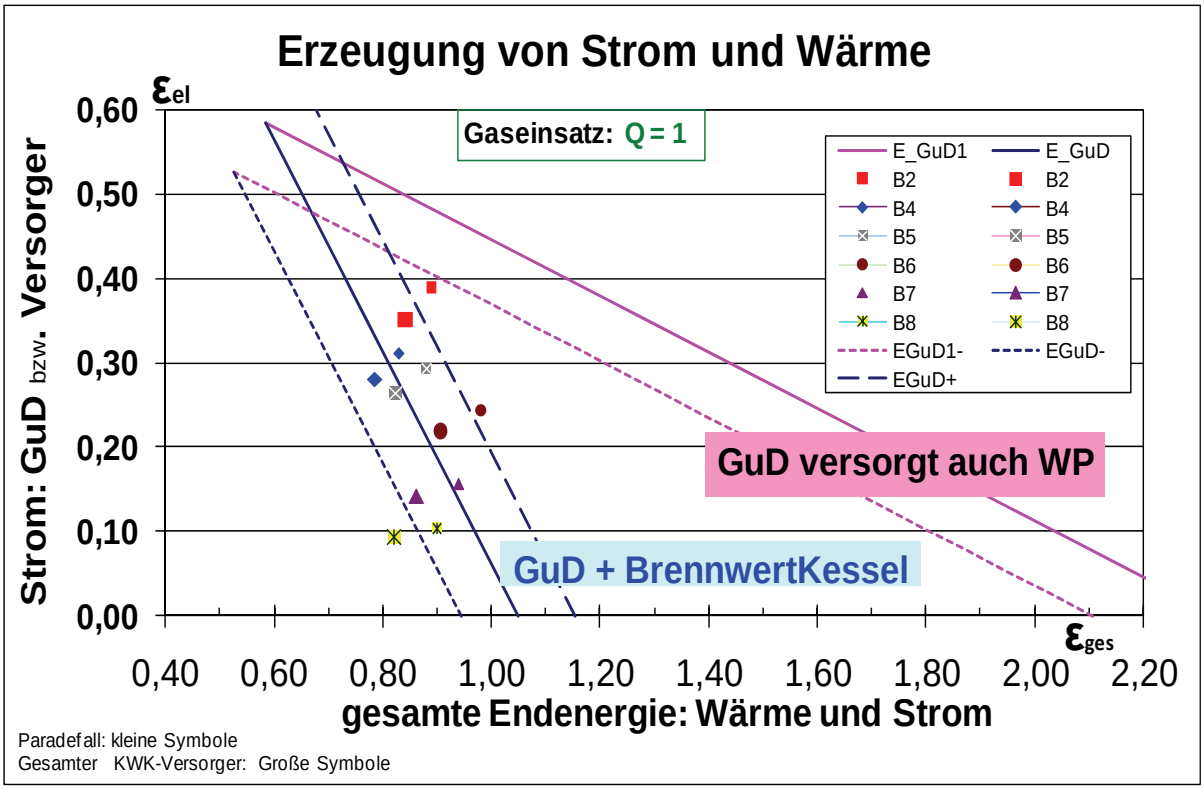


Abbildung 1: Strom-Endenergie-Diagramm *für verschiedene KWK-Anlagen (kleine Symbole ohne und große Symbole mit je 10% Spitzenwärme und Spitzenstrom) und als Referenz für eine getrennte Erzeugung von Strom durch ein GuD und Wärme durch einen Brennwertkessel (blaue Linie) bzw. eine aus einem GuD gespeiste Wärmepumpe (rote Linie). Die gestrichelten Linien ergeben eine Abweichung von 10% des Primärenergieeinsatzes an.*

Die eingetragenen Symbole zeigen die elektrischen und endenergetischen Nutzungsgrade verschiedener KWK-Anlagen (/2/). Die kleinen Symbole bezeichnen KWK-Anlagen im „Paradefall“, d.h. streng wärmegeführt; die dazugehörigen große Symbole gelten beispielhaft für einen Versorger, der seine KWK-Anlage nur mit 80% des eingesetzten Erdgases streng wärmegeführt betreibt und mit jeweils 10% des eingesetzten Erdgases einen Spitzenkessel betreibt und Spitzenstrom ohne Wärmeauskopplung erzeugt.

Man erkennt aus Abbildung 1: Erdgas deckt einen dezentralen Wärmebedarf sehr deutlich am effizientesten über die Prozesskette GuD und elektrische Wärmepumpe. Aufgrund einer verzerrten Wahrnehmung ("KWK-Mythos"), die in Abschnitt II.3.3 von /1/ zusammengefasst beschrieben wurde, wird in Deutschland die KWK umfassend durch Gesetze und sogar durch direkte Subventionszahlungen gefördert. Die elektrische Wärmepumpe wird hingegen durch die Belastung mit den über die Stromanwendung anfallenden Steuern und Abgaben geradezu prohibitiv belastet, wie in den folgenden Kapiteln quantifiziert wird.

2. Die staatliche Belastung des Wärmepumpenstromes

Die Bundesrepublik Deutschland belastet den Verbrauch von Elektrizität direkt und indirekt durch mehrere Steuern und Abgaben (Tabelle 1). Diese staatlichen Belastungen werden mit unterschiedlicher Zielrichtung bzw. Zweckbindung erhoben:

- als Subvention zugunsten von politisch erwünschten Stromerzeugungsarten (EEG- und KWK-Abgabe, /3/, /4/)
- als allgemeine Steuer und Beitrag zur Finanzierung der Rentenversicherung (Stromsteuer, auch „Ökosteuer" genannt, /6/)
- als Anreiz für den Stromerzeuger, möglichst wenig CO2 zu produzieren (CO2-zertifikat, EUA = European Union Allowance)
- als Beitrag für den kommunalen Haushalt (Konzessionsabgabe /8/)

Inzwischen (2011) macht die EEG-Abgabe schon den mit Abstand größten Anteil dieser staatlichen Belastung aus und sie wird vermutlich in Zukunft noch weiter anwachsen. Überall, also auf alle oben genannten staatlichen Steuern und Abgaben, kommt zudem noch die zur allgemeinen staatlichen Finanzierung genutzte Mehrwertsteuer hinzu.

Staatliche Belastung bei Abnahme von 1kWh Strom (aus GuD) in [ct/kWh]				
Steuer/ Abgabe	ohne MWSt	mit MWSt	Bezugsjahr	Referenz
EEG Abgabe	3,53	4,20	2011	ÜNB 2010 (/5/)
KWK Abgabe	0,03	0,04	2011	ÜNB 2010 (/5/)
Ökosteuer (=Stromsteuer)	2,05	2,44	2011	StromStG, §3 (/6/)
Konzessionsabgabe	1,79	2,13	2010	(/7/)
CO_2-Zertifikate *bei GuD, ca. 0.5 EUA/MWh*	0,75	0,89		Annahme Rechenwert
Summe	**8,15**	**9,70** [ct/kWh]		

***Tabelle 1**: Staatliche Belastung durch Steuern und Abgaben für eine kWh Strom für Tarifkunden. Bei der Zurechnung der CO_2 Zertifikate wurde der Einsatz von*

Erdgas in einem modernen „hocheffizienten“ GuD-Kraftwerk unterstellt. (Dies impliziert auch eine Befreiung von der Erdgassteuer)

In der Tabelle 1 sind auch Kosten für die CO_2-Zertifikate aufgenommen. Die großen Kraftwerke müssen für jede ausgestoßene Tonne CO_2 eine EUA (European Union Allowance) vorlegen, die sie an der Börse ersteigern oder aus dem ihnen zugeteilten Topf entnehmen können. Jede nicht genutzte EUA kann an der Börse wieder verkauft werden. Daher stellen die Kraftwerksbetreiber ihre eingesetzten EUA –Zertifikate vollständig in ihre Kalkulation, unabhängig davon, ob sie diese tatsächlich bezahlt haben oder ob nur Opportunitätskosten anfallen. Bei der Berechnung in Tabelle 1 wird von der Stromproduktion in einem Erdgas- GuD ausgegangen, was etwa einen Aufwand von 0.5 EUA/ MWh ergibt. Für den schwankenden EUA- Preis haben wir einen Kalkulationswert von 15 [€/ EUA] angenommen. Der Aufwand für die CO_2-Zertifikate wird in der Endkundenrechnung nicht gesondert aufgeführt sondern ist Teil des Abgabe-Preises der Kraftwerksbetreiber.

In Kraftwerken kann noch eine Brennstoffsteuer bzw. eine Brennelementsteuer anfallen. Für Erdgas beträgt diese auf den Brennstoffeinsatz bezogene Erdgassteuer im Regelfall 0.55 ct/kWh_{th}. Wir betrachten jedoch ein „hocheffizientes“ GuD, welches gesetzlich von dieser Erdgassteuer befreit ist.

Insgesamt weist die Tabelle 1 je kWh Haushaltstarif-Strom brutto knapp **10** [ct/kWh] staatliche Sonderbelastungen auf, die im Rahmen der Stromrechnung direkt (bzw. im Falle der EUA indirekt) eingezogen werden und vom Stromversorger (bzw. vom Stromerzeuger) dann zur Abdeckung seiner diesbezüglichen staatlichen Verpflichtungen eingesetzt werden.

Für bestimmte Erzeuger- und Nutzergruppen gibt es gesetzlich festgelegte Ausnahmen. So sind beispielsweise „Eigennutzer“, also Betreiber von Kraftwerken, die den erzeugten Strom im eigenen Gelände wieder verbrauchen, von allen Umlagen befreit. Stromlieferanten, deren eingekaufter Strom zu mehr als 50% aus EEG-Strom besteht, sind von der EEG-Umlage befreit. Kleine Stromproduzenten benötigen keine CO_2-Zertifikate. Außerdem gibt es vielfältige Ausnahmen für bestimmte industrielle Stromverbraucher.

Alle Abgaben und Steuern sind durch Gesetze bzw. Verordnungen festgelegt (/3/, /4/, /6/, /8/, /9/) und gelten - mit einer Ausnahme - einheitlich auch für alle Haushalte. Eine Sonderrolle spielt lediglich die kommunale Konzessionsabgabe, für die in der Konzessionsabgabenverordnung (KAV, /8/) Höchstsätze in Abhängigkeit der Einwohnerzahl der Gemeinde festgelegt sind. Der in Tabelle 1 genannte Wert der Konzessionsabgabe von 1,79 [ct/kWh] stellt also einen Mittelwert (/7/) dar.

Bei Strom, der im Rahmen eines Schwachlasttarifs nach § 9 der Bundestarifordnung Elektrizität oder der dem Schwachlasttarif entsprechenden Zone eines zeitvariablen Tarifs (Schwachlaststrom) geliefert wird, beträgt der Höchstbetrag der Konzessionsabgabe einheitlich 0,61 [ct/kWh].

Bei der Belieferung von Sondervertragskunden, zu denen auch die Betreiber von Nachtstromspeicherheizungen und von Wärmepumpen gehören, darf nach §2 Absatz 3 der KAV (/8/) ein gesondert ausgewiesener Höchstbetrag von 0,11 [ct/kWh] nicht überschritten werden. Dieser Betrag ist im Unterschied zu der Regelung für Tarifkunden nicht von der Gemeindegröße abhängig. Dieser Sachverhalt ist in Tabelle 2 dargestellt; sie zeigt für einen Sondervertragskunden die staatliche Belastung einer kWh Strom, die von der Erdgassteuer

befreit ist, da sie aus einem hocheffizienten GuD stammt. Im Unterschied zu Tabelle 1 wurden die staatlichen Belastungen nun zu Gruppen zusammengefasst.

Staatliche Belastungen	ohne-MWSt	mit MWSt		BezugsJahr
EEG- + KWK- Abgaben + **Stromsteuer**	5,61	6,68	[ct/kWh]	2011
Konzessionsabgabe	0,11	0,13	[ct/kWh]	2011
CO_2-Zertifikate *bei GuD, ca.* ***0.5*** *EUA/MWh*	0,75	0,89	[ct/kWh]	
Summe	6,47	7,70	[ct/kWh]	
Summe (ohne Konzessionabgabe)	**6,36**	**7,57**	**[ct/kWh]**	

Tabelle 2: Staatliche Belastung durch Steuern und Abgaben *für eine kWh Strom bei Sondervertragskunden (u.a. Nachtstromspeicherheizung). Bei der Zurechnung der CO_2 Zertifikate wurde der Einsatz von Erdgas in einem modernen „hocheffizienten" GuD-Kraftwerk unterstellt. (Dies impliziert auch eine Befreiung von der Erdgassteuer)*

Konzessionsabgaben sind Entgelte für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege, für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Strom und Gas dienen. (KAV, §1 Absatz 2). Man kann daher die Konzessionsabgabe als durchaus gerechtfertigte Kostenerstattung für eine kommunale Dienstleistung auffassen und aus den staatlichen Abgaben und Steuern ausklammern.

Insgesamt ergibt sich dann nach Tabelle 2 eine zusätzliche Belastung einer Kilowattstunde Strom für den Einsatz in einer Wärmepumpe von netto 6.36 [ct/kWh]. Hierbei wurde, -wie oben dargelegt-, ein hocheffizientes GuD Kraftwerk zugrunde gelegt, das von der Erdgassteuer von 0.55 [ct/kWh$_{th}$] befreit ist und dank seines hohen Wirkungsgrades und seiner niedrigen spezifischen CO_2-Emission mit etwa einem halben EUA pro MWh Erdgas auskommt.

Es stellt sich nun die Frage, welches Gewicht die staatliche Belastung des Stromtarifes auf die gesamten Energiekosten der Wärmepumpe bewirkt. Hierfür betrachten wir die Kostenstruktur eines Sondervertragtarifes am Beispiel des Elektrizitätsversorgungs-unternehmens (EVU) **energis** (Tabelle 3). Die **energis** GmbH ist das größte EVU des Saarlandes und gehört mehrheitlich zum RWE.

Die Höhe des Netzentgeltes wird von der Netzagentur festgelegt und vom Unternehmen auf Anfrage mitgeteilt. Der Preis für den Stromeinkauf, der nicht veröffentlicht wird, wurde vom Verfasser aufgrund der Börsenpreise und allgemeiner Hintergrundinformationen geschätzt. Daraus ergibt sich dann als Restsumme die dem Unternehmen als Entgelt für seine eigenen Aktivitäten verbleibenden Verwaltungs- und Deckungsbeiträge. Man beachte, dass die CO_2-Abgabe nicht getrennt abgerechnet wird,

sondern im Stromeinkauf enthalten ist. Mit insgesamt (5,61 + 0.75) = **6.4** [ct/kWh$_{el}$] tragen Steuern und Abgaben (ohne Konzessionsabgabe) zu 44% bereits zum „Nettopreis“ 14.4 ct je kWh Wärmepumpenstrom bei.

Stromtarif für WP (aus GuD)	**14,43**	[ct/kWh$_{el}$]
Stromeinkauf EVU (geschätzt):	**5,71**	
darin: für 0.5 EUA CO2	0,75	
Konzessionsabgabe	0,11	
gewälztes **Netzentgelt:**	**1,50**	
EEG, KWK und Strom-Steuer	**5,61**	
Verwaltung und Deckungsbeiträge	**1,50**	

***Tabelle 3**: Struktur eines Sondervertragtarifes (ohne MWSt.) wie er derzeit auch für Wärmepumpen zur Anwendung kommt („**Alt-Tarif**“). Quelle**: energis** GmbH, Saarbrücken: Preisblatt „Strom“, Stand 2011.0101, und eigene Schätzung nach privater Mitteilung*

3. Die staatliche Belastung von Erdgas zur Wärmeerzeugung

Im Folgenden wird untersucht, wie unterschiedlich der Einsatz von 1 kW$_{th}$ Erdgas mit öffentlichen Steuern und Abgaben belastet wird, je nachdem mit welcher Technik Gebäudewärme produziert wird. Dazu werden für die verschiedenen Prozessketten die insgesamt anfallenden Steuern und Abgaben (immer ohne die dazugehörige MWSt.) auf eine zum Einsatz kommende kWh$_{th}$ Erdgas (unterer Heizwert) bezogen bzw. zurückgewälzt und in Bezug zu den eigentlichen Brennstoffkosten gesetzt (Tabelle 4).

a) Wird 1 kWh$_{th}$ Erdgas über ein Verteilungsnetz angeliefert und direkt im Gebäude verbrannt, so fallen die folgenden Steuern und Abgaben an (Spalte „Heizgas“ in Tabelle 4).

Erdgassteuer: 0,55 ct/ kWh Erdgas + MWSt.
Konzessionsabgabe: 0,03 ct/kWh Erdgas + MWSt.

Auch beim Heizgas wollen wir die Konzessionsabgabe nicht als zusätzliche staatliche Belastung sondern - ebenso wie beim Strom - als gerechtfertigte Kostenerstattung für eine kommunale Dienstleistung auffassen. Dann verbleibt als zusätzliche staatliche Belastung nur die Erdgassteuer von netto: 0.55 [ct/kW$_{th}$].

Erdgas für Heizzwecke kostet (Stand 1.1.2011) bei der energis GmbH 5.85 [ct/kWh$_{th}$], wobei ein typischer Grundpreisanteil von 0,51 [ct/kW$_{th}$] eingerechnet wurde. Als Kosten für den Erdgasbezug des Gasversorgungsunternehmens können – ebenso wie bei einem Gaskraftwerk –zum Stichtag etwa 2 [ct/kWh$_{th}$] angesetzt werden. Die Verteilungskosten an die dezentralen Endverbraucher umfassen die Konzessionsabgabe, die Netzgebühr und - als Restsumme - die Verwaltungskosten und Deckungsbeiträge. Diese Kosten sind in Tabelle 4 als „Dezentralitätsaufwand“ zusammengefasst und betragen **3.30** [ct/kWh$_{th}$].

b) Wird 1 kWh$_{th}$ Erdgas in einer „hocheffizienten“ KWK Anlage eingesetzt, so ergibt sich keine Belastung durch die Erdgassteuer, denn diese wird zurück erstattet. Alle anderen

Kosten sind bei einer dezentralen KWK-Anlage identisch mit den Kosten für Heizgas (siehe Spalte „KWK“ in Tabelle 4).

	Heiz-gas	KWK	GuD/ WP
Eingesetztes Erdgas	**5,85**	**5,30**	**5,82**
Kosten Erdgasbezug:	**2,0**	**2,0**	**2,0**
Dezentralitäts -Aufwand	**3,30**	**3,30**	**0,00**
davon: Konzessionsabgabe	0,03	0,03	
Netzgebühr:	1,80	1,80	
Verwaltung und Deckungsbeiträge	1,47	1,47	
Erdgas vor Steuern	***5,3***	***5,3***	***2,0***
Erdgassteuer:	0,55	0,00	0,00
rückgewälzte Steuern	0,00	0,00	3,82
Summe Steuern	**0,55**	**0,00**	**3,82**

***Tabelle 4**: Vergleich der Einsatzpreise für Erdgas in verschiedenen Anlagen und Prozessketten der Wärmeerzeugung. Alle Angaben in [ct /kWh$_{th}$] , Stand 1.1.2011*

Der von der KWK- Anlage produzierte Strom unterliegt den üblichen Steuern und Abgaben, wobei der für die CO_2-Abgabe zugerechnete Brennstoffanteil günstig zugerechnet wird. Wichtig ist hier nur, dass durch diese großzügige Aufteilung dafür gesorgt wurde, dass die Wärmeproduktion des KWK Einsatzes frei von den Steuern und Abgaben sind, die für den Strombereich gelten.

c) Wird 1 kWh$_{th}$ Erdgas in einem Kraftwerk eingesetzt, so wird grundsätzlich der Brennstoffeinsatz mit der erwähnten Erdgassteuer besteuert. Bei hocheffizienten GuD-Anlagen, wovon wir im Folgenden immer ausgehen, wird jedoch die Brennstoffsteuer erstattet.

In einem GuD wird aus 1kWh$_{th}$ Erdgas ca. 0.6 kWh$_{el}$ Strom erzeugt (bei einem Wirkungsgrad von ca. η_{el} =0.6). Durch eine Wärmepumpe mit einer Jahresarbeitszahl JAZ=4 erzeugt dieser Strom ca. 2.4 kWh$_{th}$ dezentrale Gebäudewärme.

Der Strom für die Wärmepumpe unterliegt den im Abschnitt 1 aufgelisteten Steuern und Abgaben (Tabelle 2). Der aus 1 kW$_{th}$ Erdgas erzeugte Strom wird also mit

$$0.6 * (5{,}61 + 0{,}75) = \mathbf{3{,}82}\ [\text{ct}/\text{kW}_{th}]$$

Steuern und Abgaben belastet (siehe Spalte „GuD/WP“ in Tabelle 4). .

d) **Vergleich**: Für den gleichen Endzweck, nämlich der Erzeugung von Wärme in einem Gebäude, wird die kWh$_{th}$ Erdgas also bei direkter Verbrennung mit 0,55 ct/kWh und bei einem „hocheffizienten“ KWK Einsatz überhaupt nicht belastet, während bei einem über die Veredelung zu Strom mittelbaren Einsatz die eingesetzte kWh$_{th}$ Erdgas netto mit fast 4 ct/ kW$_{th}$ belastet wird. Dies ist eine massive, diskriminierende Wettbewerbs-verzerrung zu Lasten der doch eigentlich erwünschten Nutzung von Umweltwärme durch Wärmepumpen.

4. Energiewirtschaftliche Gleichstellung der WP

Die staatliche Belastung des Strompreises bei solchen Anwendungen, bei denen es zum Einsatz von Elektrizität keine Alternativen gibt, mag zur Sparsamkeit anregen und ansonsten eine geeignete Form der Finanzierung staatlicher Belange sein. Steht jedoch - wie bei der Wärmebereitstellung- der Stromeinsatz in Konkurrenz zu einer anderen Form des Energieeinsatzes, ergeben sich durch die drastische Verteuerung des Stromeinsatzes starke Anreize zur Vermeidung von Elektrizität. **F**ür einen fairen Wettbewerb und eine marktgesteuerte Auslese des günstigsten und sparsamsten Energieeinsatzes bei thermodynamisch optimierten Systemen zur Bereitstellung von Gebäudewärme muss daher gelten:

Für Gebäudewärme muss die staatliche Belastung des direkten oder indirekten Erdgaseinsatzes für jede Technik oder Prozesskette gleich sein.

Diese Forderung nach Wettbewerbsgleichheit ist übrigens nichts anderes als eine spezielle Anwendung des **"Gesetzes des einen Preises",** welches der Volkswirtschaftler Prof. Sinn als das "Fundamentalgesetz der Ökonomie schlechthin" bezeichnet hat (siehe /10/). Es ist daher rational wohl nicht abweisbar.

Vergleich eines nicht-diskriminierenden WP-Tarifs mit dem derzeitigen „Alt-Tarif“	Neuer (vorgeschlagener) WP-Tarif (ct/kWh)	Derzeitiger diskriminierende WP-Tarif („Alt-Tarif“) (ct/kWh)
Gesamt	**7,96**	**14,43**
Darin enthalten		
Stromeinkauf EVU (geschätzt)	4,96	5,71
Darin für 0,5 EUA CO_2	0,00	0,75
Konzessionsabgabe	0,11	0,11
Gewälztes Netzentgelt	1,50	1,50
EEG-, KWK-Abgabe und Stromsteuern	0,00	5,61
Verwaltungskosten und Deckungsbeitrag	1,50	1,50

Tabelle 5: Neuer WP-Tarif -ohne diskriminierende Steuern und Abgaben. *In der letzten Spalte erfolgt eine Gegenüberstellung zum derzeit gültigen diskriminierenden „Alt-Tarif “ nach Tabelle 3. In beiden Fälle ist die Stromerzeugung aus einem hocheffizienten GuD –Erdgaskraftwerk zugrunde gelegt.*

4.1 Grundforderung für diskriminierungsfreien WP-Tarif

Die wichtigste Umsetzung der Forderung nach Wettbewerbsgleichheit ergibt für einen diskriminierungsfreien Wärmepumpentarif:

Anforderung (1): <u>Keine Strom-spezifischen Abgaben</u> für den WP-Strom (also keine Umlage nach EEG, KWK-G, keine Stromsteuer (="Ökosteuer") und keine Belastung durch CO_2-Zertifikat, siehe auch Abschnitt 2). Die Konzessionsabgabe wird hingegen nicht angetastet, da man diese als Gegenleistung für eine kommunale Dienstleistung auffassen kann.

Die Auswirkungen dieser Reform sind in Tabelle **5** am Beispiel des in Abschnitt 2 vorgestellten derzeitigen „Alt-Tarifes" angegeben. Kurz zusammengefasst: Der neue Wärmepumpentarif kostet (ohne MWSt.) nur 8.0 statt bisher **14.4** [ct/kWh_{el}].

Diese Kostenreduktion wirkt sich ganz entscheidend auf die Wirtschaftlichkeit des Zusatzaufwandes aus, den man bei der Installation einer Wärmepumpen-Anlage gegenüber einem bloßen Brennwertkessel aufbringen muss. Bei einem jährlichen Wärmebedarf $\mathbf{Q_h}$ ergibt sich als finanzieller Antrieb hierfür die jährliche Ersparnis an Betriebskosten $\mathbf{\Delta K}$:

$$\mathbf{\Delta K} = \mathbf{Q_h} * [\ P(kWh_{th}) - P(kWh_{el})\ /JAZ\ ] \qquad (1)$$

wobei $P(kWh_{th})$ der Wärmepreis des zum Vergleich herangezogenen Brennwertkessels und $P(kWh_{el})$ der Wärmepumpentarif für die WP mit der Jahresarbeitszahl JAZ bezeichnen. Eine Tarifreform ergibt einen durch den Wegfall der Steuern und Abgaben bedingten Strompreisunterschied:

$$\mathbf{\Delta P_{el}} = P_{alt}(kWh_{el}) - P_{neu}(kWh_{el}) = 14.4 - 8.0 = \mathbf{6.4}\ \ [ct/kWh_{el}], \qquad (2)$$

was gegenüber dem Alttarif zu einer weiteren Stromkostenersparnis von

$$\mathbf{\Delta K1} = \mathbf{Q_h} * \mathbf{\Delta P_{el}}\ /JAZ \qquad (3)$$

führt. Der Spielraum für die Wirtschaftlichkeit von Zusatzkosten einer WP gegenüber einem Brennwertkessel erweitert sich also durch die Tarifreform um einen Faktor f:

$$\mathbf{f = (\Delta K_{alt} + \Delta K1\ ) / \Delta K_{alt}} = 1 + [\ \mathbf{\Delta P_{el}}\ /JAZ\ ] / [\ P(kWh_{th}) - P_{alt}(kWh_{el})\ /JAZ\ ] \qquad (4)$$

Setzt man in Gl.(4) die bisher benutzten Zahlenwerte (siehe Tabellen 4 und **5**) ein und unterstellt eine 100%ige Ausnutzung des Heizwertes des Erdgases durch den Brennwertkessel so ergibt sich:

$$\mathbf{f} = 1 + (\ 6.4\ /4) / (\ 5.85 - 14.4\ /4)\ \ ) = \mathbf{1.7} \qquad (4a)$$

Durch den diskriminierungsfreien WP-Tarif darf man bei gleicher Wirtschaftlichkeit also rund 70% mehr an Zusatzkosten gegenüber dem Referenzfall Brennwertkessel investieren. Der Anreiz zur Wahl einer WP-Heizung würde sich also ganz erheblich verbessern.

4.2 Warum der WP-Tarif den Staat überhaupt nichts kostet.

Die Befreiung von Strom spezifischen Steuern und Abgaben für den WP-Tarif kann und sollte an Auflagen gebunden werden. Der WP- Tarif sollte ausnahmslos nur für Anlagen mit einer hohen Jahresarbeitszahl, z.B. JAZ > 4, gelten und eine spätere Anhebung

der Anforderungen für Neuanlagen ist vorzusehen. Bei den bestehenden Anlagen werden nur die wirklich guten Anlagen ohne technische Nachbesserung unter den WP-Tarif fallen. Dann gibt es wenig Mitnahmeeffekte und daher beim Start wenig Steuereinbußen.

Neukunden haben vorher in der Regel mit Brennstoff geheizt, sie haben also vorher keine Stromsteuern bezahlt und zahlen nach dem WP-Tarif dann nach der Umstellung auch keine. Für die Staatskasse hat sich also nichts geändert. Der WP-Tarif ist aufkommensneutral. Allerdings gibt es auch keine Beiträge zur bestehenden Abgabenlast aller Stromkunden.

Es verbleibt noch die Frage der entgangenen Brennstoffsteuer (bei Erdgas: 0.55 ct/kWh), da die Stromerzeugung in einem hocheffizienten GuD hiervon befreit ist. Hierzu gibt es 2 Lösungsmöglichkeiten:

1. man hebt alle Ausnahmen für die Brennstoffsteuer auf (also auch für KWK-Anlagen), oder

2. man hält die Befreiung von hocheffizienten GuD- und KWK-Anlagen bei und wälzt die entstehenden Steuereinbußen auf den verbleibenden ineffizienten Brennstoffeinsatz um. Dies ist die aus ökologischer Sicht eindeutig zu bevorzugende Alternative.

4.3 Weitere Anforderungen an einen diskriminierungsfreien WP-Tarif

Bei der KWK ergibt sich ein natürlicher Zusammenhang zwischen der Art des PE-Einsatzes und der Strom- und Wärmeproduktion. Dies gilt für den Einsatz einer WP zunächst nicht, da eine mit Strom betriebene WP über das Elektrizitätsnetz gespeist wird und daher eine direkte Zuordnung von PE-Einsatz und Stromanwendung auf den ersten Blick nicht mehr gegeben ist. Eine derartige Zuordnung zwischen PE-Einsatz und WP-Anwendung kann jedoch durch einen entsprechenden **Wärmepumpentarif** geschaffen werden, der in Analogie zu den bekannten Ökostromtarifen konzipiert wird und besonderen Anforderungen unterliegt. So kann ein WP-Tarif darauf eingeschränkt werden, dass für den danach abgerechnete „WP-Strom“

Anforderung (2): nur CO_2-freie oder CO_2-arme PE-Träger eingesetzt werden, also: regenerative Energien, Kernenergie, Abfallbrennstoffe aus kommunalem Müll und Erdgas.

Durch diese Auflage kann insbesondere der Einsatz von Erdgas gegenüber Kohle gefördert werden

KWK -Strom muss jederzeit vom Stromnetz zu einem Festpreis aufgenommen werden; KWK-Anlagen genießen ein „großes Einspeiseprivileg“ – sogar in gleicher Weise wie die Regenerativen Energien (RE). Zur Gleichstellung könnte man für Kraftwerke, die – vertragsgemäß- Wärmepumpenstrom liefern, eine ähnliche aber doch nicht ganz so weitgehende Regelung schaffen:

Anforderung (3): Kleines Einspeiseprivileg: Vertragsgemäßer WP-Strom aus Erdgaskraftwerken muss vom Netzbetreiber zu einem Sockelbetrag (Mindestpreis) mit Vorrang vor Stromerzeugern mit hohem spezifischem CO_2-Ausstoß aufgenommen und weitergeleitet werden.

Man beachte, dass das kleine Einspeiseprivileg nicht – wie das große Einspeiseprivileg der KWK - einen unbedingten Anspruch auf beliebige Stromlieferung begründet sondern nur ein Recht auf zweckgebundene Durchleitung von WP-Strom von einem vertragsgemäßen Kraftwerk zum Stromverbraucher Wärmepumpe.

Die obigen Anforderungen (2) und (3), deren exakte Ausformulierung den Rahmen dieses Aufsatzes übersteigen würde, begründen für einen lokalen Stromversorger eine sichere Kalkulationsbasis, WP-Strom anzubieten und vertraglich abzusichern.

Selbstverständlich kann ein Kraftwerk neben dem verrechneten WP-Strom auch sonstigen Strom zum entsprechenden Marktpreis liefern und dadurch Erlöse erwirtschaften. Dieser „Spitzenstrom**“** wird jedoch nicht zusätzlich gefördert.

5. Zentraler und dezentraler Erdgaspreis

In Deutschland wird Erdgas zurzeit in 2 von 3 Marktgebieten an der Energiebörse EEX gehandelt. Am Stichtag lag dieser Großhandelspreis, der als Einstandspreis für Stadtwerke und große Kraftwerke gelten mag, bei rund **2** [ct/kWh$_{th}$]. Die Verteilung des Erdgases auf die kleinen dezentralen Verbraucher führt nach der Aufstellung in Tabelle 4 für den Dezentralitätsaufwand zu einer Verteuerung um **3.30** [ct/kWH$_{th}$] auf 5.30 [ct/kWH$_{th}$]. Das legt die Stolperfrage nahe: Kann es eigentlich vernünftig sein, Elektrizität für das öffentliche Stromnetz im großen Stil dezentral zu erzeugen, wenn dadurch **der** Erdgaseinsatz rund zweieinhalbfach teurer wird?

Geht man davon aus, dass die dargelegte Verteuerung des Gaspreises durch die Verteilung über das Gasnetz gerechtfertigt ist, so ist die dezentrale Stromproduktion für das Stromnetz aus Gas nach Heiztarif volkswirtschaftlicher Unsinn. Selbst mit den raffiniertesten Wärmegutschriften wird man für 1 kWh$_{el}$ KWK-Strom nie weniger als 1 kWh$_{th}$ Erdgas zurechnen können. Bei einem Einsatzpreis des Erdgases von 5.30 ct/kWH$_{th}$ liegt man jedoch bereits im Bereich der gesamten Stromerzeugungskosten bei einem großen zentralen Kraftwerk (siehe auch **Tabelle 3**). Selbst eine fast kostenlose KWK-Anlage könnte also den Vorsprung eines zentralen Kraftwerkes beim Gaseinkauf nicht mehr aufholen.

Eine betriebswirtschaftliche Wirtschaftlichkeit wird also ausschließlich durch die direkte Subventionierung und die sonstige gesetzliche Bevorzugung des KWK- Stromes ermöglicht.

6. Schlussfolgerung

Es wird vorgeschlagen (/11/):

1. Ein in der Anwendung eng begrenzter und an die Erfüllung hoher Effizienz- und Umweltauflagen gebundener Wärmepumpentarif wird von allen an die Elektrizität gebundenen Steuern und Abgaben befreit.

Man beachte, dass diese Steuerbefreiung praktisch zu keiner staatlichen Mindereinnahme gegenüber dem jetzigen Zustand führt (siehe Abschnitt 4.2).

Weiterhin und nachrangig zum zentralen Vorschlag (1.) wird zur Wettbewerbsgleichheit zwischen WP und KWK und zur wirksameren Erfüllung der von der Förderung der KWK erhofften energiepolitischen Ziele vorgeschlagen:

2. Der Wärmepumpentarif ist an den Einsatz von CO_2-freien oder CO_2-armen Energieträgern wie Erdgas gebunden.
3. WP-Strom kann vorrangig vor jeder Stromquelle mit höherem CO_2-Anteil (also vor allem Kohlestrom) in das Netz eingespeist werden („kleiner Einspeise-Vorrang“).
4. Die zusätzliche Wettbewerbsverzerrung, die sich aus der - alleine schon wg. des hohen Dezentralisierungsaufwand wirtschaftlich inhärent unsinnigen - Subventionierung der dezentralen KWK ergibt, wird eingestellt (siehe Abschnitt 5).

Danksagung: Ich danke den Herren Dr. Bauer und H. Bier, energis GmbH Saarbrücken, für Beratung und Diskussion zum Thema „Kostenstruktur“ der Strom- und Erdgastarife. Frau Dr. K. Goldammer und Dr. H.J. Luhmann danke ich für energiewirtschaftliche Diskussionen.

Schrifttum

/1/: Deutsche Physikalische Gesellschaft (DPG): „Elektrizität - Schlüssel zu einem nachhaltigen und klimaverträglichen Energiesystem“, (2010), Kapitel I.2 und II.3 http://www.dpg-physik.de/veroeffentlichung/broschueren/studien/energie_2010.pdf

/2/ Luther, Gerhard: „Thermodynamisch optimiertes Heizen und Kraftwärmekopplung (KWK)“, Tagungsband des AKE der DPG zur 74. Physikerkonferenz (2010) in Bonn , http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2010-AKE_Bonn/Buch/DPG2010_AKE9.1_Luther_thOptHz_KWK-Mythos.doc

/3/ : Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2008 Teil I Nr. 49, S. 2074 ff. Download: http://www.bgblportal.de/BGBL/bgbl1f/bgbl108s2074.pdf

/4/ : Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz 2009 , Bundesgesetzblatt Jahrgang 2009 Teil I ,S. 2870 ff. Download: http://bundesrecht.juris.de/bundesrecht/kwkg_2002/gesamt.pdf

/5/ EEG und KWK-G Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. http://www.eeg-kwk.net/de/index.htm

Blatt EEG-Umlage: http://www.eeg-kwk.net/cps/rde/xchg/eeg_kwk/hs.xsl/484.htm

Blatt: KWK-G Prognose 2011: http://www.eeg-kwk.net/cps/rde/xbcr/eeg_kwk/KWK-G-Prognose2011.pdf

/6/ Stromsteuergesetz (StromStG), Stand 2009; http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/stromstg/gesamt.pdf

/7/ Alt, Helmut : “Hilfsblatt 116: Strompreise.Haushalte-Industrie bis2010“ zur Vorlesung http://www.alt.fh-aachen.de/downloads/Vorlesung%20EV/

/8/ Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgabenverordnung, KAV) , Download: http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/kav/gesamt.pdf

/9/ Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV) , http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/stromnev/gesamt.pdf

/10/ Sinn, Hans Werner: "Das grüne Paradoxon", ISBN 978-3-430-20062-2, Ullstein Verlag, Berlin 2008, dort das Kapitel: " Das Gesetz des einen Preises", Seite 159ff.

/11/ Luther, Gerhard: Vortrag 75.Physikertagung , Dresden 2011 : Anforderungen an einen Wärmepumpentarif zur Überwindung diskriminierender Steuern und Abgaben beim Thermodynamisch optimierten Heizen,

http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2011-AKE_Dresden/Links_DPG2011.htm#AKE 10.3

Weitere Beiträge des Autors zum Thema „Thermodynamisch optimiertes Heizen“ finden sich im Internet unter: www.uni-saarland.de/fak7/fze/ThOptHeizen.htm

Dr. Gerhard Luther
Forschungsstelle Zukunftsenergie
c/o Technische Physik - Bau E26
Universität des Saarlandes
D-66041 Saarbrücken
Luther.gerhard@ingenieur.de

.

Clean Power from Deserts[1]

Michael Düren, II. Physikalisches Institut, Universität Giessen

Abstract

Solar power from deserts can contribute significantly to a future renewable energy system. The technically accessible solar potential in deserts exceeds the global energy demand by a factor of 20. In the DESERTEC concept, a smart super grid based on HVDC technology interconnects wind, solar and other renewable energy sources with distant consumers on a scale of several thousand kilometres. The large grid averages out the natural fluctuations of renewable energy sources to a large extend. Remaining fluctuations have to be compensated by storage systems. Two competing technologies, CSP and PV, are available for large-scale solar power production in desert countries. CSP technology can be combined with thermal energy storage and water desalination. A large-scale production of solar energy in desert countries has important socio-economic implications. The interconnection of continents by large power grids introduces new economical interdependencies, which can help to reduce the North-South gradient of economic wealth.

1. Introduction

For 200,000 years, mankind had a sustainable energy system, based on biomass, wind, sun and water for cooking, heating, mobility and mechanical work. 250 years ago, during the period of industrialization, fossil fuels became available at large scale, and today, they cover 85% of the world energy system. The combustion of fossil fuel caused a steep rise of the concentration of CO_2 in the atmosphere by 40% from 280 ppm in the preindustrial era to 390 ppm in the year 2011 [2]. If - in view of the anthropogenic climate change - mankind decides to replace fossil sources within a short time scale of 20 to 50 years, an energy concept is needed that works globally and that can be put to practice with limited resources of manpower and material in a short time. The abundant solar power that is available in the deserts of the world can play a key role for a future renewable energy supply. The “clean power from deserts” or “DESERTEC” [3] concept is an inherently international, transcontinental approach, where the central technical starting point is a super grid that distributes electric power over distances of thousands of kilometres and averages out fluctuations of the renewable sources as well as of the energy consumption. The original DESERTEC white paper proposes to import 15% of the European electricity demand from deserts in Africa. The challenge to replace coal, oil and gas also in the non-electricity sector is often forgotten in the public discussion about local renewable energy systems. This paper gives an overview of basic technical and non-technical aspects of the approach to use the deserts of the world for a sustainable energy system.

[1] An extended version of this paper has been published in GREEN.2011.025 [1] .

2. Mission impossible - the increasing world power demand

Today, the world power consumption is approximately 15000 GW, averaged over day and night and over the whole year [15]. The world is facing an increasing world population and an increasing energy demand per capita, what may lead to an expected global power demand of approximately 24000 GW in 2050 [16]. This figure corresponds to a projected average power consumption of 2.6 kW per capita, which is less than half of today's energy consumption of 6 kW per person in the OECD countries. Fig. 1 illustrates how the primary power divides into fossil, nuclear and renewable energies. Taking the climate goals serious, the fossil contribution has to be reduced by at least 50% in the coming decades to have an significant effect on the accumulated CO_2 at all. This means that capacities of 30000 GW of primary power have to be newly installed without exploiting the remaining fossil resources. The above numbers are only approximate and ignore additional energy saving potentials and energy conversion factors. Today, we convert fossil fuels to electricity and loose part of the energy due to the limited efficiency of the power plants. In future, we might want to produce synthetic fuels from electrical power, e.g. for applications in aviation, and again we have to take into account the corresponding conversion factors. Nevertheless, ignoring the various conversion factors that are hard to compare, the above numbers illustrate the order of magnitude of additional capacities that have to be installed in the very short time of 40 years. For illustration, one should keep in mind that 1 GW corresponds to the electrical power of one nuclear power plant. To build and run 15000 additional nuclear power plants (fission or fusion) in the next 40 years (i.e. 1 new reactors per day) is simply impossible from the point of view of the qualified manpower that is needed to do so. To build 15000 GW of PV-modules is only possible, if the amount of rare chemical elements needed for the production of the modules is significantly reduced.

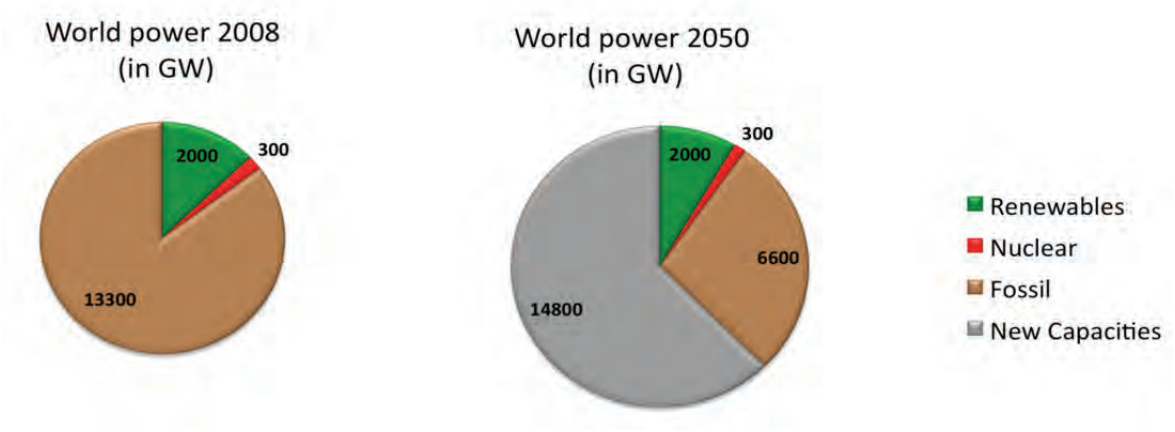


***Fig. 1**: It is assessed that the world primary power demand may increase in the coming 40 years by about 50% from an average of 16000 GW to about 24000 GW [16]. A reduction of the fossil fuels by 50% requires the installation of additional 15000 GW, corresponding to the capacity of one additional nuclear reactor every day for the next 40 years.*

This illustrates that the future energy system will not be defined by what technology is possible in principle, but by what technology is available in short time and is feasible from the point of view of human and material resources.

2.1. The future is electric

If fossil fuels are drastically reduced in future, they will have to be replaced by other energy carriers. Options are synthetic fuels (liquid, or gaseous like hydrogen), or electricity. Electric power is a prime choice, as the transport and distribution of electric power is very efficient and simple and the demand of electric power by the consumer is increasing. This is not only due to the increasing use of electronics, electric lights, microwaves etc, but electric power can be a prime choice even for room heating, if heat pumps are used that deliver thermal energy at a rate which is 3 - 5 times larger than the electrical power consumption of the device [17]. For mobile applications, where the storage capability of energy plays a prime role, the situation may be different, and synthetic fuels may play an important role in future. An efficient way to produce synthetic fuels by renewable energy sources has to be studied in parallel to the already intense research on better batteries for e-mobility.

3. The solar potential in deserts

The total solar irradiation in the deserts of the world is immense. The solar constant, i.e. the solar radiation that the sun delivers to an area at the entrance of the earth atmosphere is 1.37 GW/km^2. Using current technology of thermal concentrated solar power plants (CSP), the technically accessible power is 340000 GW_{el} [18], which exceeds the world

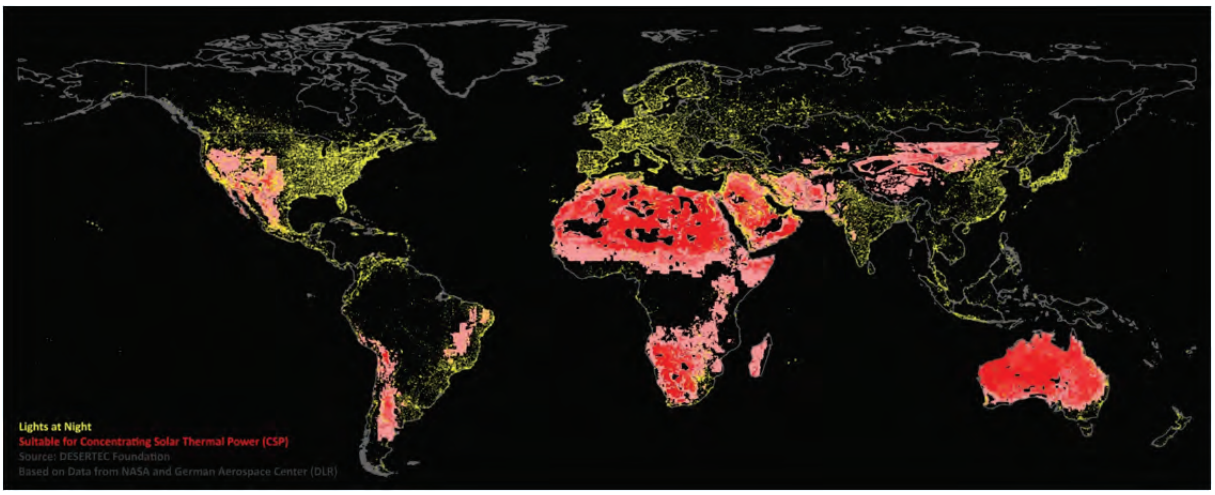


Fig. 2: *The red colour indicates desert areas that are well suited for solar power plants due to large direct solar irradiation. Overlaid is a satellite image of the earth at night. The yellow lights indicate the areas with concentrated electricity consumption (Source: DESERTEC; based on data from NASA and DLR).*

energy consumption by a factor of 20. This number corresponds to the day and night, all year average and is based on an conservative estimate of the average efficiency of 12% to convert solar irradiation into electrical power and a land use fraction of 37% for the mirror field. Suitable desert areas are areas with high direct solar radiation. Areas not suitable for standard technology, e.g. mountain areas, are excluded in this estimate. Fig. 2 shows a map of those desert areas that are well suited for standard CSP technology. Overlaid is a satellite

photo of the earth at night. The yellow lights indicate areas where there is a high consumption of electricity at night. It illustrates the concentration of electrical power consumptions in the USA, Europe and Japan and also the lack of electrical power in the populated areas of Africa and South America.

4. Solar power plants in deserts

Two competing technologies are available for converting solar radiation into electricity: thermal concentrated solar power (CSP) and photovoltaics (PV). The CSP systems consist of a mirror system that follows the position of the sun, an absorber that converts the solar radiation into heat and a steam engine with generator that converts the heat into electricity. Optionally, CSP plants can have heat storage and a possibility to run in hybrid mode by firing fossil fuels at night or all day in addition. PV systems convert the solar irradiation into electricity without the detour of thermal energy. They are capable to make use of diffuse light in addition to the direct solar radiation. The following sections give an overview of the concepts of solar power plants. Details are found e.g. in [7], [10] and [12].

4.1 The parabolic trough

There are several technological realizations for CSP. The most mature one uses a parabolic trough that follows the position of the sun by a one-axis rotation. It focuses the solar radiation in one dimension onto an absorber pipe. An alternative similar system, the Fresnel system, replaces the large rotating parabolic mirrors by small strips of almost-flat mirrors that follow the position of the sun and focus the light onto a fixed absorber pipe.

The absorber pipe has the purpose to absorb light (IR, visible and UV radiation) and to convert it into heat. The absorber pipe is usually made from special, double walled glass with a vacuum in between (like a thermos jug), to minimize heat dissipation. The inner part of the absorber pipe has a special coating, which absorbs light but has a small radiant emittance in the infrared to minimize losses by heat radiation. A special technology uses molten salt at temperatures of 550 °C as heat transfer medium, which has the great advantage that the hot molten salt can directly be stored in a tank for a later energy use on demand.

The steam engine with a generator converts thermal energy into mechanical and electrical power. To optimize the efficiency, most steam turbines use water-cooling. For desert use air condensers are needed that have a closed-circuit water-cooling system, leading to a loss of about 10% of efficiency compared to water-cooled systems. An alternative to air-cooling is cooling with seawater. Sites directly at the coast are usually not suitable for CSP due to the fog in the air, but an option is to build seawater pipelines, which transport seawater for cooling from the coast to the optimal sites in the inland. This may pay off, especially when the residual heat of the power station is used for seawater desalination and local fresh water supply.

Parabolic trough systems are a proved, mature technology (see Fig. 3 left). Commercial systems have been operational in the desert for over 25 years in a reliable way. CSP power plants use components that can, to a large extent, be produced in desert

countries themselves. The materials used are mainly glass, steal, concrete and copper and those are sufficiently available on the world market, also for large-scale production. The energy repayment period of a parabolic trough system is 5-6 months for a location in Spain and shorter in sites of higher solar irradiation as e.g. in North Africa [11].

Fig. 3:

***Left**: A concentrated solar power station with a field of parabolic troughs (front) and with two large thermal storage tanks (rear). The tanks contain liquid salt that is heated up by the solar field during day. They provide power for electricity production during the night (Photo: Solar Millennium)*

***Right:** The 20 MW Gemasol plant in Andalucia/Spain uses molten salt as heat carrier. Storage tanks for hot molten salt permit an electricity generation of up to 15 hours without sun, which allows for an uninterrupted operation day and night (Photo: Torresol Energy).*

4.2 The power tower

While the parabolic trough and Fresnel systems focus the sunlight in one dimension, power towers focus in two dimensions and can therefore reach higher temperatures and higher Carnot efficiencies. Higher temperatures also mean a more efficient heat storage. The technology of power towers is very promising for the future, but currently there is little commercial experience, as only very few power stations are in operation (see Fig. 3 right). One big advantage of the power tower compared to the parabolic trough is that the power tower can be built in a hilly area whereas the parabolic trough needs a flat surface. The size of the mirror field is limited due to the limited height of the tower and due to light losses at large distances. Therefore the power of a single device is not scalable and is limited to about 100 MW [12]. The technological challenge of power towers is the receiver that has to convert solar power in the 100 MW range in a limited volume and to transfer it to a heat circle at a high temperature of about 600-1200 °C [12]. The heat carriers that have been investigated are steam, liquid sodium, and others. The research tower in Jülich/Germany uses ambient air that is aspirated through the absorber.

4.3 Dish Stirling plants

A very efficient way to convert thermal energy into mechanical energy is the Stirling engine. A dish Sterling system is a device that consists of a large parabolic mirror, an absorber, a dish Sterling engine and a generator. The whole system follows the position of the sun by rotation around two axes. Commercial systems produce typically 10-50 kW [12] of electric power with a solar-to-electric power efficiency up to about 16%. An advantage of a dish-sterling system compared to a PV system is that it is a low-tech product that can be constructed in any (non-developed) country without large investments.

4.4 Photovoltaic panels

The modern, high-tech method to produce electricity from light is to use photovoltaic cells (PV). The various PV technologies, from monocrystalline silicon to thin films and spray-on solar panels make up a large and fast moving field of research. The reader is referred to more comprehensive reviews for technical details [13]. PV has the following clear advantages compared to CSP:

- It makes efficient use of diffuse light.
- It needs (almost) no water during operation (except for cleaning the panels).
- It needs (almost) no qualified manpower for operation.
- It has no movable parts and needs (almost) no maintenance.
- It is modular and scalable.

The sensitivity to diffuse light makes PV the prime choice for areas like the north of Germany, where the portion of diffuse light is up to 50%. But also for desert-like areas with dust or for coastal areas with fog the diffuse component of the light is an important factor in the decision for or against concentrating systems. Currently the costs of CSP and PV are at a similar level and both technologies have a large potential for cost reduction. Depending on the application, the decision will favour one or the other technology. To satisfy high power demand for air conditioning during the day, PV is currently the technology of choice. On the other hand, for covering power demand after sunset, CSP with thermal storage is appropriate. For an application at large scale it is important to develop a technology that is not only cost effective but also effective in terms of the material budget of rare elements, in terms of the energetic payback time and in terms of the local value added in the country during the construction and operation of the power plant.

4.5 Concentrated PV

To reduce the amount of semiconductor material in PV panels, arrays of lenses are used which focus the light on small, highly efficient PV cells. Similar to dish-Sterling systems these PV panels follow the position of the sun in two dimensions.

4.6 Thermal storage

Solar thermal power stations use heat as intermediate energy medium and allow for a cost effective storage of energy at large scale. During the day the molten salt from the

“cold” container is pumped into the “hot” container using a heat exchanger that transfers the thermal energy from the thermo oil coming from the solar mirror field to the molten salt. After sunset the salt is pumped back to the original container through a heat exchanger that gives the energy to the steam system. This way the steam turbine can continue to operate during night. The investment of the heat storage system pays off for two reasons: it allows an electricity production on demand when the electricity price is highest and it allows to operate the steam turbine at full load for a longer time every day without having to cut the solar peak power during midday. To bring the costs down, the storage material has to be cheap and available in large quantities. For obvious reasons, sand is an attractive medium for solar power stations in deserts. At the solar tower lab in Jülich, the option to use sand as storage material is investigated. The heat is transferred to the sand sufficiently fast by blowing 900 °C hot air through the sand. The hot sand can be stored in a silo. On demand, the energy is extracted from the sand using a flow bed exchanger where the heat is transferred to steam that is used to run a steam turbine. One m^3 of sand at 900 °C contains about 300 kWh thermal energy what means that, neglecting losses and efficiencies, the storage of 10 hours solar power of a 1 GW solar field requires a sand cube of 30 m size.

4.7 Hybrid power stations

As CSP power stations use conventional steam turbines, one can combine solar power and fossil power in the same power plant without doubling the investments for the power block. Even though CSP stations with heat storage can deliver power day and night, there may be reasons to operate a CSP station with fossil fuels, e.g. to bridge a bad weather period. Another reason for building hybrid power stations is to minimize initial investments. Starting from an existing modern combined cycle gas turbine, the fossil fuel can be replaced by solar energy step-by-step by adding a solar field that delivers part of the exergy.

4.8 Seawater desalination in desert countries

For many desert countries the future fresh water supply is an even more serious issue than the energy supply. Today, many desert countries exploit fossil water reservoirs for drinking water and for agriculture. The fossil water sources are limited and the demand for water is increasing due to the population rise. The problem may be intensified in future by reduced rainfalls due to climate changes, especially in many regions of Africa.

Seawater desalination can mitigate the problem. As seawater desalination is inherently energy intensive, about 4 kWh_{el} are needed for one cubic meter of water [3], it is important to integrate seawater desalination into an overall energy concept. An elegant way to combine electricity production and seawater desalination is to use the waste heat of CSP stations for desalination [4]. As already mentioned, sites at the coastline are not optimal for CSP because of fog and clouds, therefore the seawater should be transported to inland CSP plants by seawater pipelines.

4.9 Wind power in deserts and off-shore

In many desert countries there are trade winds that allow for an efficient and reliable production of wind power. Modern wind power stations are a highly cost efficient way to

produce renewable energies. Due to the fluctuating nature of wind, wind power has to be integrated into a large grid to average out fluctuations and it has to be combined with other sources of renewable energy in a common concept. Naturally, wind energy is not limited to deserts. There is a large unused energy potential offshore that is waiting to be harvested. Wind power increases with the third power of the wind speed, and therefore offshore wind power is significantly larger than on-shore wind power. What the desert is for solar energy, the sea is for wind energy.

4.10 Synthetic gas and liquid fuels from deserts

Today, mobile applications rely on fossil fuels to almost 100%. In spite of efforts to build reliable and light batteries, for many applications, especially in aviation, synthetic fuels will still be needed on the long run. It seems that CSP offers a largely unexplored field to synthesize fuels using catalytic reactions at high temperatures. A prominent example is the generation of alcohol using synthesis gas that is generated in a solar oven from CO_2 and water. Although this technology has been proved only at the laboratory scale and with an efficiency of 0.8%, there is hope that this technology can be brought to industrial scales at high efficiencies of e.g. 16-20% or more [19]. The production of hydrogen from water is also possible with catalytic reactions in CSP without making the detour of electricity generation. For the transport of synthetic fuels from the desert to the consumers, the existing pipeline system can be reused.

4.11 Further methods to produce power in deserts

There are other ways to produce electric power in the deserts. A prominent example is the solar chimney power plant. Despite the height of the chimney of 1000 m and more, the efficiency of such a power plant is as low as about 1%.

Solar heat can be used directly without the detour of electric energy in many local applications. Examples are process heat for industry and air conditioning of houses using absorption refrigeration machines that produce cooling energy from heat.

4.12 The ideal solar thermal power station

To summarize, the ideal solar thermal power station in the desert focuses the light by a large concentration factor, reaches highest temperatures, stores the heat using a large volume of cheap storage material, and uses the stored heat to produce electricity on demand. Seawater, brought in by a pipeline, serves as heat sink to increase the Carnot efficiency. The waste heat is used for seawater desalination and as process heat for industrial processes. In future, CSP technology may become a key technology for the large-scale production of synthetic fuels using catalytic reactions.

5. Power to the people - the super grid

The electric power produced in deserts has to fulfil first the growing power demand of the local population in the desert country. The large potential will exceed the local demand by far and can be used to export electrical power to the neighbouring countries [6]. About

90% of the world population lives within 3000 km from a desert. How is the power brought to the people? Modern high voltage technology allows for an efficient way to transport the power by electric cables over thousands of kilometres. By the use of a super grid that spans continents, all kind of distant, renewable energy sources can be interconnected among each other and with the consumers.

5.1 Local vs. central

When the DESERTEC concept was born, it met strong opposition by part of the established solar power community, especially in Germany. The competing concept is the idea of energy autonomy, where individual houses or small communities produce their own energy and are self-sufficient. A main benefit is anticipated from the avoidance of power losses in the grid and especially from the economical and political independence from large power companies and the corresponding large investments. From the technical point of view - ignoring the political issues here - it seems obvious that the decision for a local or a central energy concept depends on the situation. In a village in a rural area with little energy demand, e.g. in Namibia with a population of 1 person per km^2, it is obvious that the energy supply has to be local, using a combination of dish-Stirling, PV panels, wind power or biomass. The extension of existing grids to all villages will not pay off. In a big city like Cairo, Frankfurt or Chicago, a grid is the most economic, ecologic and reliable way to provide power 24 h a day to every household and to industrial centres. The grid is needed to supply energy when the fluctuating solar and wind power does not deliver. Ideas to use local batteries, local hydrogen production or bio fuels are not practical at a global scale where thousands of GW have to be provided. In contrast to a battery, an electric cable does not need large amounts of chemicals and is the easiest and cleanest solution to provide power to a region of dense power consumption. Therefore in industrialized and populated areas a dense power grid is needed. The idea of DESERTEC is to interconnect the local grids on a scale of thousands of kilometres for three reasons: to transport energy from deserts to distant consumers, to average out fluctuations of renewable energy sources, and to minimize expensive local storage and back-up capacities.

5.2 HVDC technology

The super grid became feasible by recent progress in the technology of high voltage direct currents (HVDC). Electric power can be transported using direct current (DC) or alternating current (AC). A draw back of the three-phase alternating current technology are problems with inductive and capacity reactance of long distance cables and possible black-outs due to phase instabilities in large area grids. In contrast to AC technology, modern HVDC technology allows for point-to-point connections with small losses of about 2.5% every thousand kilometres. The loss in the AC-DC converter stations is of the order of 1% or below [6]. In addition, modern HVDC connections work bidirectional and can stabilize the existing AC networks by adjusting and stabilizing the phases of the AC currents.

It is not the technical challenge of HVDC that is regarded as the main difficulty of the DESERTEC concept. Many people regard the long approval processes for new power lines as a major obstacle. As the energy supply of a country is of national interest, legislation has to be adjusted accordingly. To minimize the interference with the environment and with

third parties, one can use ground cables that are placed parallel to railway routes or highways. Ground cables are more expensive than overhead lines, but compared to the production costs of electric power, the cost for the net are still moderate. The cost for a line from Africa to Europe (sea cable and overhead line) has been estimated to 0.01-0.02 €/kWh [6]. The losses of HVDC lines are typically less than 3% every 1000 km [8].

5.3 Averaging out fluctuations

Sun and wind are fluctuating energy sources. The sun has a daily and a yearly cycle, and due to clouds and weather conditions there is a stochastic behaviour in addition to the predictable oscillations. For wind energy the stochastic fluctuations dominate the cyclic variations. The fluctuations are spatially correlated, and the correlations decrease with distance. By interconnecting a large number of fluctuating energy sources, part of the fluctuations are averaged out. A simple example for three almost uncorrelated sources are the daily fluctuations of wind power generation in the North Sea, and the generation of wind power in North Africa using trade winds, and the fluctuations of the PV power production in the south of Germany. In general, renewable wind or solar energy sources are not at all uncorrelated and a detailed investigation of time series is needed to evaluate the overall performance of the super grid [9].

5.4 Demand control and smart grids

Standard grids distribute the power of a few power sources to a large number of consumers and adjust the production of the power plants to the need of the consumer of the power. Smart grids do not only adjust the production to the consumption, but in addition they adjust the power consumption to the availability of power. A technical requisite to do so is a communication line between the power company and the power consumers that allows switching off certain devices for certain periods, e.g. short times during daily peak hours or longer time periods e.g. during calms of wind power. Economically that can be introduced by special power tariffs that make electric power cheaper for consumes at certain times or under certain operating conditions. Short power breaks are uncritical for a certain class of devices like air conditioning systems, refrigerators, and heat pumps. Longer power breaks may be uncritical for water desalination, for water pumps in agriculture, and even for energy intensive industrial production where energy prices are a dominant factor and more relevant than e.g. manpower costs. Up to now there are many ideas about how a smart grid could work. A classical example is to run the washing machine remote controlled during the night, but there is little practical experience about how well the concept is accepted in daily life and what the final benefit will be.

6. Energy security

Energy has to be available 24 h/d, every day in the year. Our current fossil energy system based on coal, oil and gas uses storage capacities to ensure permanent availability. If in future a major fraction of the electrical power comes from sun and wind, the fluctuations and the daily and yearly cycles of these renewable energy sources have to be taken into

account for a secure energy supply. The main ingredients for a stable, renewable energy supply based on energy from deserts are:

i. A large-scale smart super grid
ii. CSP thermal storage
iii. Overcapacities and a “fine-tuning” of the selection of various power sources
iv. Large scale water pump storage
v. Power to gas production
vi. Back-up power stations

The large-scale grid, sufficiently dimensioned, averages out stochastic fluctuations of the energy sources and of the consumption over a scale of a thousand kilometres. In addition, due to being “smart”, it allows to reduce the power demand in periods of power shortage. The daily cycles of solar energy can be handled by thermal storage in CSP, provided the HVDC lines have overcapacities that match the power consumption during peak hours. Overcapacities of power stations, especially of wind power stations, are also needed to minimize the required storage capacities. The idea of “fine-tuning” comes from the fact that every source of renewable energy as well as every type of consumer has a specific daily and yearly cycle. By adjusting the number of power stations of each type to each other, the daily or yearly net variations of power demand and of power consumption can be compensated to some extent. If, for example, an area needs extensive electric power for air conditioning during the hot hours of the day, local PV is the ideal power supply, which matches the daily cycle of the demand. Another example: there are areas which have supplementary wind in winter, like the regions of the North Sea and the Baltic Sea, and areas which can produce more power in summer, like CSP and wind power in North Africa. By adjusting the number of power stations in the north with those in the south the overall variations can be minimized.

6.1 Water pump storage

The most efficient way to store electric power at large scale is to use water pump stations. A water pump station consists of two large water basins at different heights that are connected by a turbine which can pump up the water if there is an excess of electric power and that can run in generator mode when electric power is needed. Water pump stations have a high efficiency of typically 70-85% [10]. Pump storage systems are characterized by the maximum power they deliver and the maximum energy they store. Large systems reach a power of about 1 GW and a capacity of about 8 GWh. Much larger systems could be built by using the ocean as one of the basins. For example, a Fjord in Norway with a size of e.g. 400 km^2 that is converted into a barrier lake by a 25 m high dam could store 340 GWh. Another suitable geographic area is a large lowland in Morocco, up to 60 m below sea level that could be flooded and used as the lower basin with the Atlantic being the upper basin in this case.

An alternative option for water pump storage is to go underground and use old, unused mines as lower basins. Recently it was proposed not to reuse old mines but to build new wells for the purpose of water pump storage. These wells would have a depth on the order of 2000 m, the water would be pumped up and down using existing pump station

technology and they could be build at a location of choice with almost no impact on the landscape [20].

Another new concept for pump storage is to exploit the high water pressure in deep sea. It is proposed to build large hollow concrete balls that are stationed at submarine ground at a depth of 1000-2000 m. They are equipped with a turbine that is able to evacuate the balls. A power cable connects the balls with the power grid. The hollow spheres act as pump storage by evacuating them. By floating with seawater the energy is recovered. At a depth of 2000 m the potential energy density of water is 20 MJ/m^3. The electrical energy output obtained from such a ball equals the one from a natural gas storage of the same volume at normal pressure.

It was proposed to tune the wall thickness of the balls such that its weight compensates the upwelling, and that a fully evacuated sphere can resurface for maintenance [21].

6.2 Chemical storage

It has been proposed to use batteries of cars as storage capacity of the grid. This concept is appealing at first sight, but it has some deficiencies. Due to the limited cycles of batteries and the requirement that the battery has to be full when the car is needed, not everybody will accept that the battery of his car is emptied every day during peak electricity demand, especially when the peak demand in winter coincides with the morning rush hour where the car is needed. Using batteries for buffering grid energy at large scale requires a huge number of cars that are unused most of the time. Such a concept of individual motor traffic with cars that are parking most of the time is not a very ecological mobility concept - even though it is fact today. More ecological concepts like car-sharing or public transport are not compatible with the idea of using batteries of cars as free storage capacity.

6.3 Power to gas

An alternative to batteries is the production of hydrogen, methane or other synthetic fuels for energy storage. Hydrogen can be produced from water using electrolysis with an efficiency of about 60% [22]. Using fuel cells or gas turbines, 60-70% of the energy can be retrieved as electricity [10], which means that the overall efficiency of the storage medium hydrogen is about 40%, using current technology.

Recently, an appealing concept is promoted using the label *wind gas*: Excessive wind power is used to generate hydrogen, which is then feed into the existing natural gas pipeline network. There, the gas is stored using the existing gas storage capacities. Due to diffusion and its chemical properties, the fraction of hydrogen in the standard gas pipelines has to be limited to a few vol.-%. In order to overcome this capacity limit, the hydrogen is chemically converted to methane by the addition of CO_2. This *renewable* methane perfectly replaces natural gas and can be stored and distributed by the existing gas infrastructure [23]. Currently, the production of hydrogen or methane has still large conversion losses and future R&D will show if gas production becomes an option for large-scale energy storage.

6.4 Back-up power stations

In a future energy system based on water, solar and wind power, power stations based on biomass can be used as buffer and back-up for the case that water, wind, solar, and pump storage power are insufficient. Also natural gas power stations can play this important role in the coming decades during the transition time from the fossil and nuclear energy system to a renewable energy system. The still existing coal and lignite power stations should be preserved as back-up power stations. They cannot serve as short-term resource to compensate for daily fluctuations, but their existence reduces the vulnerability of a country against power cuts, for example in case of a political crisis in one of the solar power generating countries. Putting fossil power plants into operation for a limited time is a way to overcome power shortages on the scale of weeks or months.

7. Environmental issues

Numerous large-scale solar power stations, wind parks, overhead lines, and large pump storage stations certainly have an impact on the environment that has to be carefully studied. Nevertheless, all conceivable impacts of this renewable energy concept are put into perspective compared to the impact of global warming, air pollution, oil pollution, nuclear accidents, or coal and uranium mining and radioactive waste repositories.

8. Socio-economic and political issues

The socio-economic and political preconditions for and implications of a transition to a sustainable society exceed the scope of this paper and the reader is referred to more comprehensive reviews [14], [25], [26], [27], [28], [29], [30], [31]. Nevertheless a few key aspects related to a switch over to renewable energy supply from desert areas will be discussed.

8.1 The learning curve and the internalization of external costs

The change of our global energy system requires huge investments. Conventional power plants, like e.g. gas turbines, need a comparably small initial investment, and a large proportion of the electricity costs comes from the costs of the fossil fuel. Renewable energy systems have small running costs and the major part of the electricity costs are investment costs, i.e. manpower and material during construction and the interest of the investor. In addition, there is a learning curve to pay in the coming years, as the required technologies are partially still in the pre-commercial development phase and not yet in mass production. All that makes the switch from an exploiting energy system to a renewable energy system economically difficult, and political regulations or incentives are needed so that renewable energies can compete with the old technologies on a free market. Possible political tools are feed-in tariffs, carbon certificate trading or energy taxes. A first and overdue measure is the cancellation of governmental subsidies for the mining or use of fossil fuels.

A more difficult step is the internalization of the external costs. Examples for external costs of fossil fuels are the long-term costs of global warming, the costs of air pollution to the health of the population and the costs of oil pollution by accidents during drilling and

transport of the oil. Examples for external costs of nuclear industry are the long-term costs of nuclear accidents, the costs for keeping nuclear radioactive waste repositories safe over centuries and the costs to prevent the proliferation of nuclear weapons.

A first political measure to bring the old and the renewable energy industries to an equal footing would be to force energy companies to re-insure those risks. A full risk assessment and insurance against costs of possible terroristic attacks in nuclear industry would certainly make nuclear power economically unattractive. The same will be true for oil and coal companies if the impact of global warming is internalized.

It can be predicted that even without internalizing external costs and without special feed-in tariffs, wind, CSP and PV power stations will be economically competitive in many areas of the world in the coming decades, due to the rising costs of fossil fuels and due to the cost reduction by mass production of components for renewable energy power stations. This fact makes investments in new fossil or nuclear power stations uncertain already today, as a power station that is constructed today will not be competitive during its whole life span any more. In addition, future investments in fossil and nuclear industry will face an increasing risk of penalties (taxes, re-insurance, environmental conditions, etc.) due to the decreasing acceptance in the public opinion. Therefore, feed-in-tariffs and other political measures are not needed to make the energy revolution happen, but they are urgently needed to make the energy revolution happen in time, i.e. before humanity runs into serious problems of energy shortage and climate change.

8.2 The special situation of MENA and Europe

The USA, China, Australia and other countries have their own deserts. For many countries in Europe, Africa, Asia and South America the use of energy from deserts relies on international cooperation, which is challenging in many cases, as for example in the case of Europe and Africa. In MENA (Middle East and North Africa) the population and the need for electricity are growing rapidly. There is little industry in North Africa, a high unemployment rate and a lack of prospects for the young generation. The idea of DESERTEC is to construct solar and wind power stations in MENA. The excess of energy that is not needed in the country itself can be exported to Europe. That creates an economical interdependence between MENA and Europe and is a basis for a stronger future collaboration. It is a classical win-win situation. Europe has the knowledge how to build the power plants and the HVDC grid. It also has the money to pay for the learning curve. MENA has the optimum sites for solar energy power stations and the manpower to construct them. Europe can profit from a cost-effective clean solar power generation, from a political stabilization of North Africa due to the economic growth, and from a new business market in its vicinity. The rising problem of migration and extremism can be mitigated by a close collaboration of Europe and Africa. Africa has the advantage of getting sustainable energy, fresh water from seawater desalination, new possibilities for industrial growth and a large number of new jobs and perspectives for the future of the young population. The power connection of the continents can bring the continents closer together in an economical and may be even in a cultural way. Representatives from North-Africa have expressed that they do NOT want turnkey power stations made by European companies any more, but that they want to gain the know-how themselves how to build solar power stations and have local value added. The DESERTEC foundation supports this concept and

has set up an academic and a university network where institutes from most of the North African countries are represented [24]. A large number of (local) engineers is required, so that the goal to build a large amount of power stations in the coming decades can happen sufficiently fast.

8.3 Requirements of a future energy system

From the political point of view, the future energy system has to fulfil three criteria (see Fig. 4): reliability, economic efficiency and environmental sustainability. Concerning the environmental sustainability the renewable energy systems obviously beat the fossil and nuclear energies, provided that renewable energy systems are chosen that have a good eco-balance concerning the amount of energy and material needed to construct the renewable energy systems. The reliability issue is obviously fulfilled by the DESERTEC concept in the global sense, as there is no fuel needed, sun and wind will not run out and the fluctuations can be handled. From the point of view of a certain country that has to import electricity from a neighbouring country, the situation looks different at a first glance, as there is an obvious dependence on the neighbouring country. However, this situation is not new for most of the industrialized countries. Already today, Europe's energy security depends on a few suppliers of oil and gas. The credo of the DESERTEC concept is that the economic interdependence of the involved countries introduces a partnership that finally is the best guarantor for a safe neighbourhood far beyond the aspect of a safe energy supply.

Figure 4: *Energy security, economic efficiency and environmental sustainability are the three main criteria for the political and public acceptance of an energy concept.*

A big economical advantage of renewable energies compared to fossil energies is that they do not depend on a fluctuating world market of fossil resources. The product “electricity from the desert” is not suited for long-term storage. An African desert country that cuts the electric power line to Europe will not be able to bunker the electricity to sell the energy at another month to a different customer. It will simply loose the benefit of its

investments. Therefore, it is in the interest of both partners to maintain good long-term business relations.

The economic efficiency of renewable energy sources is still an issue today, because the external costs of the competing energy sources are not internalized. It is the prime duty of political leaders today to negotiate national and international agreements that stop the apparent cost advantage of fossil and nuclear energies and to support the renewable energies by feed-in tariffs, by paying the learning curve and by organizing and financing intense research and development on renewable energy systems to bring the costs down.

More and more important, beyond all economical and political considerations is the acceptance of a technology by the people. Here, the protagonists of the idea of the “clean power from the desert” still need to do a convincing job, to overcome the scepticism against a new technological concept that, in the view of many people, seems to have a large risk of generating new dependencies as well for the industrialized non-desert countries as for the developing countries.

9. Conclusions

Clean power from deserts is ready to go. It has an overwhelming potential for a sustainable world energy supply. Basic concepts and technologies are available to be implemented. Nevertheless, the way to an almost 100% renewable, carbon free energy supply still requires huge efforts of technical R&D, and more important, significant changes in the political and socio-economic boundary conditions. Looking at today's economical and political decisions, it seems that many people either ignore or underestimate the range of the required changes of the world energy system.

Acknowledgements

The above ideas were developed by many people and organisations and I have to thank those who studied the ideas and those who discussed them with me, especially Gerhard Knies, Franz Trieb, Gregor Czisch, Hani el Nokrashy, Mouldi Miled, Robert Pitz-Paal, Thiemo Gropp, Rolf Linkohr, Walter Blum, Gerhard Luther, the DESERTEC foundation, the working group on energy at the German Physics Society (DPG), the German Aerospace Center (DLR), the DESERTEC Industrial Initiative (Dii), the DESERTEC University Network (D.U.N.), the Solarinstitut Jülich, all my colleagues at the working group Solar Energy Partnership Africa Europe (SEPA) at the Univ. Giessen, and many others.

References

1. M. Düren, Green, Vol. 1 (2011), pp 263-275, DOI 10.1515/GREEN.2011.025
2. IPCC, NOAA ESRL, *Trends in Carbon Dioxide* , 2010. http://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/global.html\#global
3. G. Knies, U. Möller and M. Straub, editors, *Clean Power from Deserts, The DESERTEC Concept for Energy, Water and Climate Security*, White paper, 3rd

edition, ISBN 978-3-929118-67-4, Protext Verlag, Bonn, 2008. http://www.desertec.org
4. F. Trieb et al., DLR-AQUA Study Team, *Concentrating solar power for seawater desalination*, final report (AQUA-CSP), DLR Institute of Technical Thermodynamics, Stuttgart, Germany, 2007. http://www.dlr.de/tt/aqua-csp
5. F. Trieb et al., DLR-MED Study Team, *Concentrating solar power for the mediterranean region*, final report (MED-CSP), DLR Institute of Technical Thermodynamics, Stuttgart, Germany, 2005. http://www.dlr.de/tt/med-csp
6. F. Trieb et al., DLR-TRANS Study Team, *Trans-mediterranean interconnection for concentrating solar power*, final report (MED-TRANS), DLR Institute of Technical Thermodynamics, Stuttgart, Germany, 2006. http://www.dlr.de/tt/trans-csp
7. M. Mohr, P. Svoboda and H. Unger, *Praxis solarthermischer Kraftwerke*, Springer, Berlin, 1999.
8. Siemens AG, *High Voltage Direct Current Transmission - Proven Technology for Power Exchange* , Erlangen, 2011. http://www.siemens.com/energy/hvdc
9. D. Heide, M. Greiner, L. von Bremen, and C. Hoffmann, *Reduced storage and balancing needs in a fully renewable European power system with excess wind and solar power generation*, Renewable Energy, Volume 36, 2515 (2011).
10. E. Rebhan, editor, *Energiehandbuch*, Springer, Berlin, 2002.
11. H. Gladen, *Solar Thermal Power Plants - Firm Capacity with 100% Renewables*, Solar Millennium AG, CUEN 3rd Annual Energy Conference, 22nd June 2009. http://www.srcf.ucam.org/cuens/
12. W. Vogel and H. Kalb, *Large-Scale Solar Thermal Power*, Wiley-VCH, Weinheim, 2010.
13. R. Brendel, *Silizium-Wafer-Solarzellen - Neue Horizonte*;
M. Powalla, H.-W. Schock, U. Rau, *Dünnschichtsolarzellen - Technologie der Zukunft?*;
V. Dyakonov, C. Brabec, J. Hauch, *Photovoltaik - Neue Konzepte*;
in *Themen 2010 Forschung für das Zeitalter der erneuerbaren Energien* and references therein, FVEE Renewable Energy Research Organisation, Berlin, 2010. http://www.fvee.de/publikationen/
14. I. Werenfels and K. Westphal, *Solar Power from North Africa*, SWP Research Papers, German Institute for International and Security Affairs, ISSN 1611-6372, Berlin, (2010). http://www.swp-berlin.org
15. IPCC, SRREN, *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation SRREN*, 2011. http://srren.ipcc-wg3.de
16. IPCC, SRREN, *Potential of Renewable Energy Outlined in Report by the Intergovernmental Panel on Climate Change* , 2011. http://srren.ipcc-wg3.de/press/content/srren-press-release-updated-version.pdf
17. DPG Studie, *Elektrizität: Schlüssel zu einem nachhaltigen und klimaverträglichen Energiesystem*, Deutsche Physikalische Gesellschaft, Bad Honnef, 2010.
18. F. Trieb, C. Schillings, M. O'Sullivan, T. Pregger, C. Hoyer-Klick, *Global potential of concentrating solar power*, SolarPaces Conference Berlin, September 2009.
19. W. C. Chueh, et al. *High-flux solar-driven thermochemical dissociation of CO_2 and H_2O using nonstoichiometric ceria*, Science 330, 1797 (2010);
20. G. Luther and H. Schmidt-Böcking, *Schacht-Pumpspeicherkraftwerk* , Patent DE 10 2011 105 307, (2011).

21. H. Schmidt-Böcking and G. Luther, *Pumpspeicherkraftwerk* , Patent DE 10 2011 013 329, (2011).
22. B. Diekmann, K. Heinloth, *Energie*, Teubner Studienb\"ucher Physik, Stuttgart.
23. M. Sterner, M. Jentsch, and U. Holzhammer, *Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes*, Expertise by Fraunhofer IWES (2011).
24. http://www.desertec.org
25. H. Graßl et al., *Über Kioto hinaus denken - Klimaschutzstrategien für das 21. Jahrhundert*, WBGU Berlin, (2003). http://www.wbgu.de
26. H. J. Schellnhuber et al., *Welt im Wandel - Gesellschaftsvertrag für eine Große Transformation*, WBGU Berlin, (2011). http://www.wbgu.de
27. S. Erdle, *The DESERTEC Initiative*, DIE, German Development Institute, Bonn, (2010). http://www.die-gdi.de
28. N. Supersberger et al., *Algeria - A Future Supplier of Electricity from Renewable Energies for Europe*, Wuppertal Institute, Wuppertal, Germany and CREAD, Rostomia, Alger (2010). http://www.wupperinst.org
29. A. Gazzo et al., *Middle East and North Africa Region Assessment of the Local Manufacturing Potential for Concentrated Solar Power (CSP) Projects* , Ernst & Young et Associes, Fraunhofer Institutes ISE and ISI, and The World Bank, Washington DC (2011).
30. N. Supersberger et al., *The Impact of Clean Energy Innovation*, An Analysis by Google.org using McKinsey \& Company's US Low Carbon Economics, (2011). http://www.google.org
31. J. Lilliestam and S. Ellenbeck, *Energy security and renewable electricity trade - Will Desertec make Europe vulnerable to the 'energy weapon'?*, Energy Policy 39 (2011).

Prof. Dr. Michael Düren,
II. Physikalisches Institut
Univ. Giessen
Heinrich-Buff-Ring 16
D-35392 Giessen
michael.dueren@uni-giessen.de

Hochkonzentrierende Photovoltaik: Stand der Entwicklungen und Perspektiven

Andreas W. Bett, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE)

Einleitung

Ziel aller Forschungsarbeiten im Bereich der Photovoltaik (PV) ist letztlich, die Kosten für PV-erzeugte Energie zu senken und so eine nachhaltige Energieversorgung bereit zu stellen. Der heutige Markt wird zu ca. 85 % durch Si-Flachmodule dominiert. Die restlichen 15 % Marktanteil verteilen sich auf Dünnschicht-Module auf Basis von CdTe, a-Si und CIGS. Die Konzentrator-Photovoltaik ist ein alternativer technologischer Ansatz, um die Kosten für die PV-generierte kWh zu reduzieren. Die der Technologie zu Grunde liegende Idee ist alt und einfach zu verstehen: die Solarzellenfläche aus vergleichsweise teurem Halbleitermaterial wird dadurch reduziert, dass das Sonnenlicht mittels eines kostengünstigen optischen Konzentrators gebündelt wird. Im Fokus des Lichtbündels sitzt dann eine kleine Zelle, welche die hohe Strahlungsdichte effizient wandelt. Während bei Flachmodulen die Sammlung des Lichts und dessen Umwandlung in elektrische Energie in einer Einheit durchgeführt werden, werden diese Schritte bei der Konzentrator-PV-Technologie getrennt, siehe Abbildung 1.

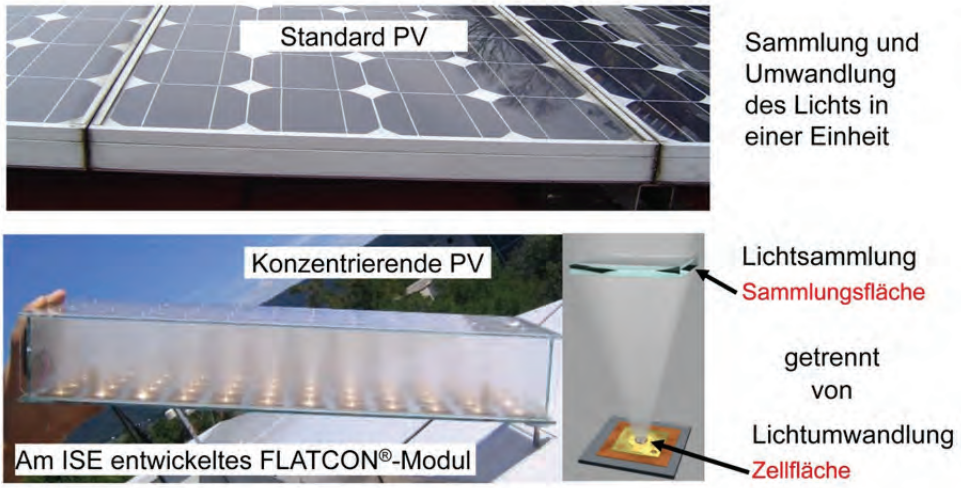


***Abbildung 1**: Oben ist ein Standard Si-Flachmodul gezeigt. Das Licht wird durch die Siliziumzelle gesammelt und auch dort in elektrische Energie gewandelt. Unten ist ein Beispiel für ein Konzentratormodul gezeigt. In das Modul wurde Rauch eingeblasen, um die Lichtkonzentration zu visualisieren. Der optische Konzentrator sammelt das Licht auf großer Fläche und lenkt es dann auf eine kleine Solarzelle. Das Flächenverhältnis zwischen optischem Konzentrator und Solarzelle definiert den geometrischen Konzentrationsfaktor, der typischerweise zwischen 500 und 800 liegt.*

Dieser Ansatz schafft Freiheitsgrade beim Modul- bzw. Systemdesign und damit eine Vielzahl unterschiedlicher Systemlösungen. Die Vielfalt der Konzentratorsystem-Ansätze lässt sich am besten verdeutlichen, wenn die Bezugsgröße Konzentrationsfaktor herangezogen wird. Der Konzentrationsfaktor heutiger Systeme reicht von 2 bis 1000. Zu berücksichtigen ist, dass Konzentratorsysteme dem Lauf der Sonne nachgeführt werden müssen, insbesondere wenn der Konzentrationsfaktor ansteigt und größer wie fünf ist.

Generell ist die Konzentrator-Photovoltaik dadurch gekennzeichnet, dass die einzelnen Komponenten – wie Zelle, Kühlung, Konzentratoroptik und Nachführung – in starker Wechselbeziehung stehen und somit in der Gesamtheit optimiert werden müssen. Die Konzentrator-Photovoltaik muss also als ein integrativer technologischer Ansatz verstanden werden. So ist es beispielsweise möglich, die Anforderungen an die Nachführgenauigkeit der Mechanik zu senken, wenn der optische Konzentrator entsprechend gestaltet wird, z.B. durch den Einsatz einer 2. optischen Stufe. Dies kann dann wiederum eine erhöhte Komplexität beim Montageprozess des optischen Konzentrators oder eine Auswirkung auf den erzielbaren Konzentrationsfaktor zur Folge haben. Dieses Beispiel zeigt die Verkettung der Technologien und die Komplexität bei der Entwicklung eines Konzentratorsystems. In diesem Sinne gibt es nicht „das“ Konzentratorsystem, sondern jedes System muss individuell entwickelt und analysiert werden. Als Folge gibt es eine Vielzahl von möglichen System-Realisierungen.

Die wahre Bewertung eines Konzentratorsystems zeigt sich letztlich erst in der Anwendung und ist durch die Kosten pro erzeugter Kilowattstunde (€/kWh) gegeben. Diese Bewertungsgröße ist natürlich von den Einstrahlungsverhältnissen und damit vom Standort abhängig. Dies macht die technologische Bewertung schwieriger.

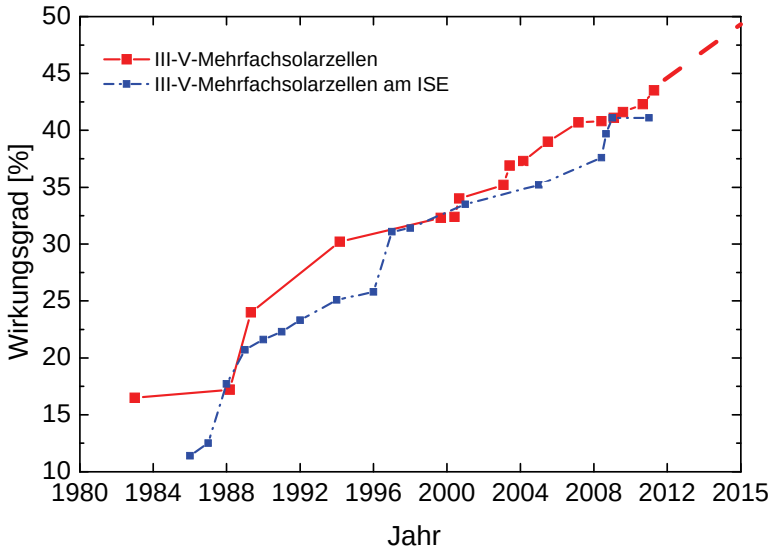


***Abbildung 2**: Entwicklung der Wirkungsgrade von Mehrfachsolarzellen.*

Schon in den 70er Jahren wurden Konzentratorsysteme entwickelt und getestet. Dennoch haben sich die Konzentratorsysteme nicht auf dem Markt durchgesetzt. Ein Grund ist sicherlich, dass der Markt für Konzentratorsysteme eher im Bereich von PV-Kraftwerken mit Megawatt Leistungen zu sehen ist und sich dieses Marktsegment erst

aktuell zu entwickeln beginnt. Entsprechend kann in jüngster Zeit ein starkes Interesse an der Konzentrator-Technologie beobachtet werden. Ein zentraler Grund dafür ist sicherlich auch, dass vor allem für die hochkonzentriende PV – mit Konzentrationsfaktoren über 300 – beachtliche Fortschritte in der Entwicklung der III-V-basierenden Mehrfachsolarzellen erzielt wurden. In 2007 wurde beispielsweise zum ersten Mal die 40 % Wirkungsgrad-Schallmauer durchbrochen [1]. Der derzeitige Rekordwirkungsgrad liegt bei 43.5 % [2].

Die rasante Entwicklung in den letzten Jahren, siehe Abbildung 2, wird sich auch in den kommenden Jahren noch fortsetzen. Die hohen Zellwirkungsgrade ermöglichen wiederum hohe Systemwirkungsgrade von über 25 % im Feld [3], was Konzentrator-systeme in Bezug auf kostengünstige PV-erzeugte Energie attraktiv macht. Dieses Potenzial wurde erkannt und eine Vielzahl an Firmen ist nun bemüht, die Konzentratortechnolgie in die Produktionsreife zu überführen.

Dieser Beitrag gibt eine Übersicht über den aktuellen Status und Forschungsstand bei der hochkonzentrierenden Photovoltaik. Im sich anschließenden Kapitel wird der Status der Entwicklungen der III-V-basierenden Mehrfachzellen behandelt. Es folgt ein Abschnitt, in dem die unterschiedlichen optischen Konzepte diskutiert werden. Im letzten Teil werden Systemlösungen vorgestellt.

Die III-V-basierende Mehrfachsolarzelle

III-V-basierende Mehrfachsolarzellen bestehen aus Verbindungshalbleitern aus Elementen der III. und V. Hauptgruppe des Periodensystems. Diese Solarzellen wurden zunächst für die Anwendung im Weltraum entwickelt. Die Energieversorgung von Satelliten im Weltraum lässt sich nur sinnvoll mit Solarzellen realisieren. Für die Anwendung im Weltraum werden die Solarzellenkosten in Bezug auf W/g bewertet. Der Grund dafür ist, dass die Beförderungskosten in das All pro Kilogramm im niedrigen fünfstelligen $-Bereich liegen (z.B. [4]). Zudem benötigen die heutigen großen Kommunikationssatelliten Leistungen von bis zu 20 kW, um die Senderöhren verlässlich betreiben zu können. Damit ist ein hoher Wirkungsgrad der Solarzellen von großer Bedeutung für die Anwendung im Weltraum. Der Wirkungsgrad einer Solarzelle bestehend aus einem Halbleitermaterial ist begrenzt auf ca. 33 %, siehe auch [5, 6]. Dieser fundamentale Grenzwert basiert auf der Methode des detaillierten Gleichgewichts, die von Shockley und Queisser entwickelt wurde [7].

Lediglich Photonen aus dem Sonnenspektrum, deren Wellenlänge nahe der Bandkante des eingesetzten Halbleiters liegt, werden mit hoher Effizienz in elektrische Energie gewandelt. Photonen mit mehr Energie (aus dem kurzwelligen Spektrum der Sonne) verlieren ihre zusätzliche Energie durch Gitterstöße und erzeugen so Wärme (Thermalisierungsverluste). Photonen mit Wellenlängen jenseits der Bandlücke des Halbleitermaterials können erst gar nicht absorbiert werden (Transmissionsverluste). Der linke Graph in Abbildung 3 stellt beispielhaft die nutzbare Energie einer Silizum-basierenden Solarzelle graphisch dar.

Um nun diese Verluste zu minimieren, kann man Halbleitermaterialien mit unter-schiedlichen Bandlücken übereinander stapeln. So werden die hochenergetischen Photonen in einem Halbleitermaterial mit hoher Bandlücke absorbiert. Transmittierte Photonen können in den darunter liegenden Halbleiterschichten absorbiert werden. Auf diese Weise

lassen sich sowohl Thermalisierungs- als auch Transmissionsverluste reduzieren. Heute werden kommerziell GaInP/GaInAs/Ge Dreifachzellen eingesetzt. Schematisch ist die bessere Energienutzung im rechten Graph von Abbildung 3 gezeigt.

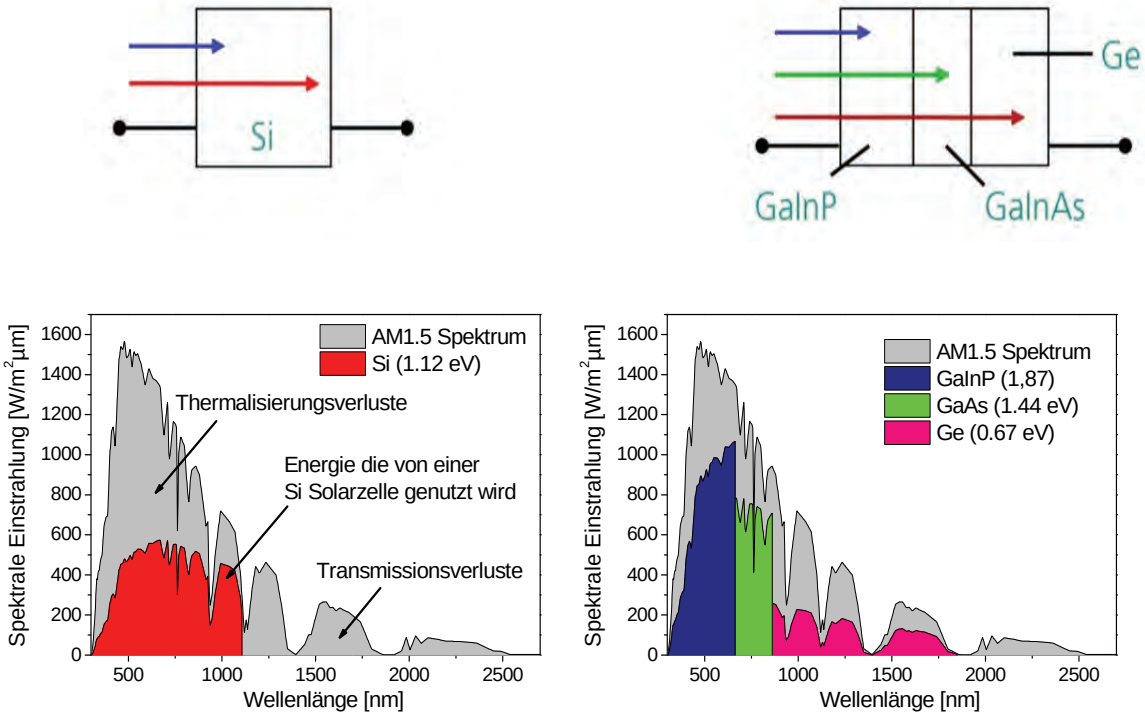


***Abbildung 3**: Links: Gezeigt ist die energetische Nutzung des Sonnenspektrums (in grau unterlegt) für eine Silizium Solarzelle (in rot unterlegt). Hochenergetische Photonen geben ihre Überschussenergie an das Kristallgitter ab und erzeugen Wärme, niederenergetische Photonen können nicht absorbiert werden. Der maximale Wirkungsgrad wird dadurch begrenzt. Rechts: Am Beispiel einer Dreifachsolarzelle wird aufgezeigt, dass die energetische Nutzung des Sonnenspektrums deutlich effizienter erfolgt.*

Entscheidend für das Prinzip der Mehrfachsolarzelle ist folglich, dass Halbleitermaterialien mit unterschiedlichen Bandlücken zur Verfügung stehen und sich diese auch mit hoher Qualität herstellen lassen. Das Einstellen von Bandlücken ist bei III-V Verbindungshalbleitern möglich. Bei einem binären Verbindungshalbleiter wie GaAs oder AlAs ist die Bandlücke fix. Werden dagegen ternäre Verbindungshalbleiter wie $Al_xGa_{1-x}As$ verwendet, so kann die Bandlücke durch Variation des atomaren Anteils von Al kontinuierlich von x=0 (GaAs, 1.4 eV) bis x=1 (AlAs, 2.2 eV) eingestellt werden. Quaternäre Kompositionen wie GaInNAs oder AlGaInP erlauben zusätzlich noch die Gitterkonstante in gewissen Bereichen festzulegen. Die Herausforderung besteht nun darin, die atomare Komposition beim Wachstum der Schichten auf einem vorgegebenen Substrat mit sehr hoher Präzision zu kontrollieren. Für Solarzellen wird hier die metallorganische Gasphasenepitaxie (MOVPE) eingesetzt. Sie erlaubt eine präzise Schichtkontrolle, hohe Abscheidungsraten und damit einen hohen Durchsatz. Die zu wachsende Schichtstruktur für eine Dreifachsolarzelle ist in Abbildung 4 gezeigt. Neben den eigentlichen p- und n-

dotierten Absorbermaterialien hat jede Subzelle noch Passivierungsschichten. Die einzelnen Subzellen werden dann zusätzlich elektrisch durch Tunneldioden in Serie verschaltet. So entsteht eine monolithische Dreifachsolarzelle, die letztlich wie jede Standardsolarzelle zwei externe Kontakte hat.

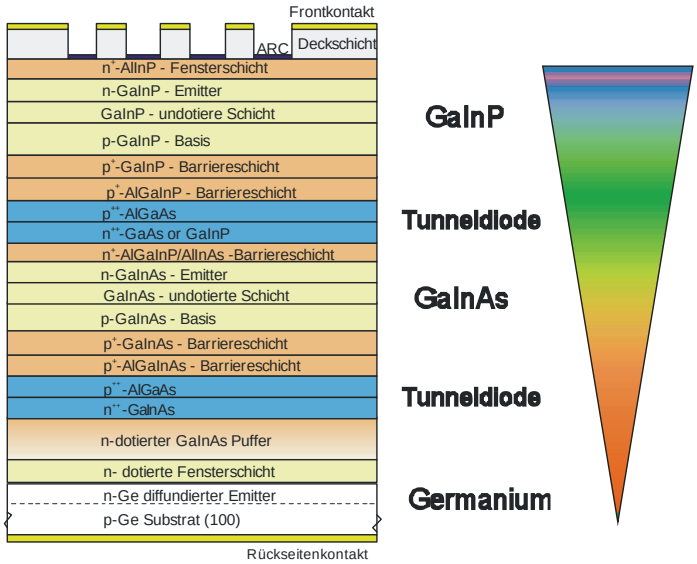


***Abbildung 4**: Gezeigt ist eine typische Struktur einer Dreifachsolarzelle, die aus den Halbleitermaterialien Ge, GaInAs und GaInP aufgebaut wird. Die Subzellen werden über Tunneldioden intern in Serie geschaltet.*

Der heutige Industriestandard ist eine $Ga_{0.50}In_{0.50}P/Ga_{0.99}In_{0.01}As/Ge$ Dreifachsolarzelle mit der in der Produktion Wirkungsgrade von 38-40 % erzielt werden. Es gibt heute eine Vielzahl von Anbietern von Mehrfachsolarzellen. Mehr Informationen finden sich hierzu in [8]. Bei der heutigen Industriezelle sind die Halbleiterkompositionen von GaInP und GaInAs so gewählt, dass beide Materialien dieselbe Gitterkonstante aufweisen wie das Ge Substrat. Ist die Gitterkonstante aller Materialien gleich, kann nahezu versetzungsfreies und damit elektrisch hoch qualitatives Halbleitermaterial epitaxiert werden. Versetzungsfreies Halbleitermaterial ist eine wichtige Voraussetzung, um hohe Lebensdauern bzw. Diffusionslängen für die durch das einfallende Licht erzeugten Ladungsträgern zu erreichen. Schon lange ist allerdings bekannt, dass die so genutzten Bandlücken nicht zum maximalen Wirkungsgrad für eine Dreifachsolarzelle führen [9]. Fixiert man nun als Material für die Unterzelle Germanium, da dies als Substratmaterial in guter Qualität zur Verfügung steht, zeigen die Rechnungen, dass die Bandlücken der Mittel- und Oberzelle niedriger sein sollten. Dies lässt sich realisieren, wenn man den Indium-Anteil in der ternären Komposition erhöht und eine $Ga_{0.35}In_{0.65}P/Ga_{0.83}In_{0.17}As/Ge$ realisiert. Das zu lösende Problem besteht darin, dass diese Materialien eine um 1.2 % unterschiedliche Gitterkonstante zu Ge haben. Dies bedeutet, dass bei direktem Wachstum Versetzungen entstehen, welche die elektrische Materialqualität verringern. Ein Ausweg ist das Wachstum einer speziellen Pufferstruktur [10, 11], welche so gestaltet wird, dass alle Versetzungen in dieser photovoltaisch inaktiven Pufferstruktur lokalisiert werden. Gelingt dies, so können am Ende des Puffers versetzungfreie photovoltaisch aktive Schichten gewachsen werden.

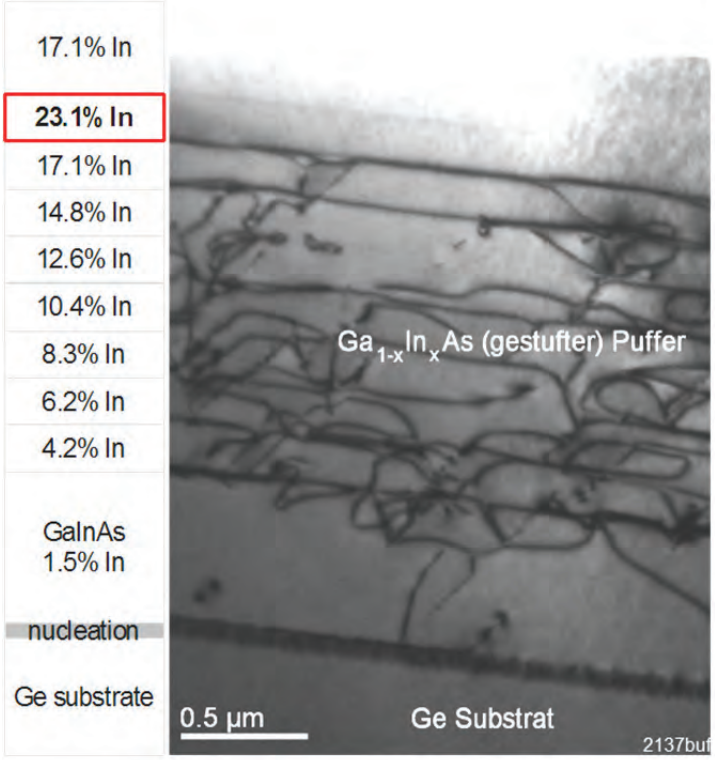


***Abbildung 5**: Gezeigt ist ein Transmissionselektronenmikroskopie-Bild einer am Fraunhofer ISE realisierten Pufferstruktur, um die Gitterkonstante im Puffer zu verändern. Die schwarzen Linien stellen Versetzungslinien dar, die im Puffer lokalisiert werden konnten. Der In-Gehalt wird stufenweise erhöht. Zuletzt wird eine sogenannte berschussschicht mit einem höheren In-Gehalt eingeführt, um die Restspannungen zu reduzieren. Die Aufnahme entstand in der Arbeitsgruppe von Prof. Jäger, Universität Kiel.*

Am Fraunhofer ISE verfolgen wir dieses Konzept seit vielen Jahren [12, 13]. Es ist uns gelungen, durch ein spezielles Stufenkonzept die Puffer so zu gestalten, dass alle Versetzungen dort lokalisiert sind und keine Restverspannungen in den Schichten auftreten. Abbildung 5 zeigt ein Transmissionselektronenmikroskop-Bild eines gestuften Puffers. Es wird deutlich, dass sich Misfit-Versetzungen in der Ebene (schwarze Linien) ausbilden, welche die Gitterfehlanpassungen ausgleichen. Am Ende des gestuften Puffers wird noch eine Überschussschicht eingebaut. Diese Überschussschicht hat einen höheren Indium-Gehalt (im gezeigten Fall 23,1 % Indium) als die Zielschicht (hier: 17,1 % Indium). Dadurch werden Restverspannungen im Puffer reduziert. Von großer Bedeutung ist, dass Fadenversetzungen, die sich in Wachstumsrichtung ausbreiten, nahezu komplett unterdrückt werden konnten. Mit diesen Puffern gelingt es, an dessen Ende eine im Vergleich zum Substrat neue Gitterkonstante für das weitere Wachstum zu generieren. Auf dieser Schicht können dann elektrisch hochqualitative und photoaktive Schichten gewachsen werden. Mittels diesem sogenannten metamorphen Wachstum gelang es am Fraunhofer ISE 2009 eine Dreifachsolarzelle aus $Ga_{0.35}In_{0.65}P/Ga_{0.83}In_{0.17}As/Ge$ zu realisieren, die erstmals die 41 % Schwelle überschreiten konnte [14].

Inzwischen werden weitere Strukturen auf Basis des metamorphen Konzeptes weltweit entwickelt. Ein sehr interessanter Ansatz stellt das invertierte metamorphe Wachstum dar. Hier wird zunächst eine Opferschicht auf das Substrat aufgewachsen und dann die Solarzellenstruktur von oben nach unten epitaxiert. Anschließend wird die Schicht nach dem Wachstum durch ein Substrat stabilisiert und die Opferschicht nasschemisch geätzt. So kann das Substrat wieder eingesetzt werden und es können Kosten eingespart werden. Abbildung 5 zeigt exemplarisch verschiedene Mehrfachsolarzellen-Strukturen und die bisher erzielten Wirkungsgrade.

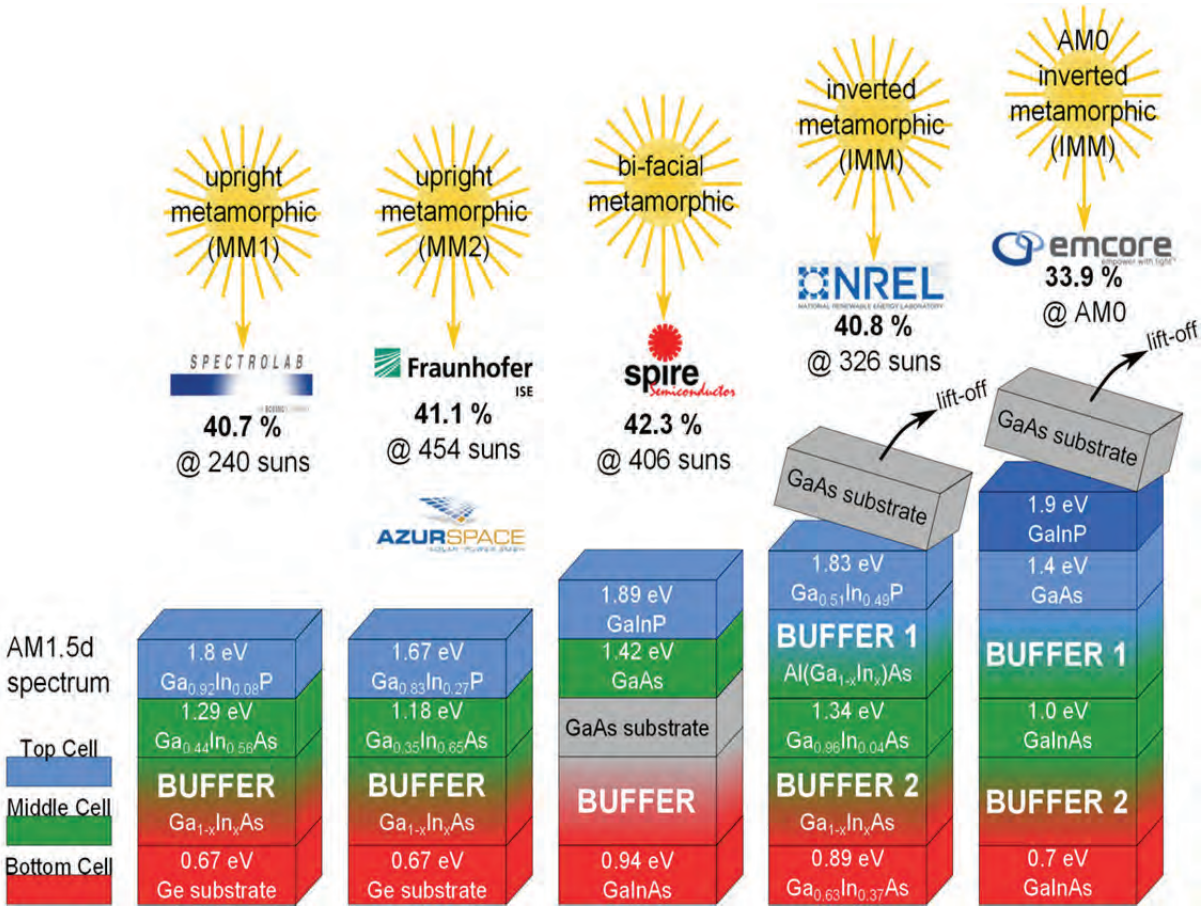


***Abbildung 6**: Gezeigt sind unterschiedliche Solarzellenarchitekturen zur Realisierung von Mehrfachsolarzellen sowie die erzielten Wirkungsgrade. Weitergehende Informationen findet man in [1, 14-17].*

In weitergehende Entwicklungen werden noch mehr Materialien eingesetzt. Das Potenzial lässt sich wieder durch Rechnungen auf Basis des detaillierten Gleichgewichts [5, 6] abschätzen. Abbildung 7 zeigt auf, wie der Wirkungsgrad noch weiter gesteigert werden kann. Erste Experimente zu Realisierung von 6-fach Solarzellen wurden bereits am Fraunhofer ISE durchgeführt [18]. Die Messung der Externen Quanteneffizienz einer solchen Solarzelle ist in Abbildung 7 gezeigt.

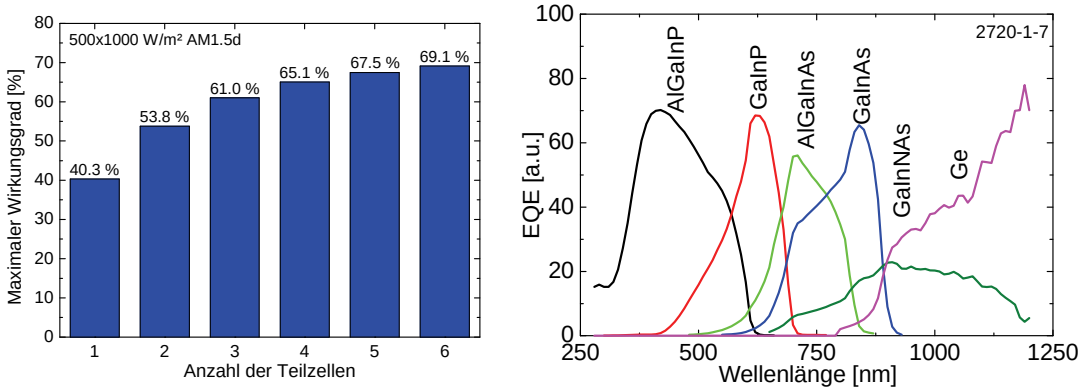


***Abbildung 7**: Links: Gezeigt sind die im detaillierten Gleichgewicht theoretisch erzielbaren Wirkungsgrade in Abhängigkeit der Anzahl der Teilzellen. Rechts ist ein experimentelles Ergebnis anhand einer externen Quanteneffizienzmessung an einer monolithischen 6-fach Solarzelle gezeigt. Die eingesetzten Material-kompositionen sind benannt. Die Wirkungsgrade sind derzeit – insbesondere aufgrund schlechter Materialqualität in der GaInNAs-Teilzelle - noch geringer als bei Dreifachsolarzellen.*

Es gibt derzeit noch weitere sehr interessante technologische Entwicklungsrichtungen bei der Herstellung von Mehrfachsolarzellen, die an dieser Stelle nur kurz benannt werden können:

- Einsatz der Wafer-Bonding Technologie zur Herstellung von Mehrfachsolarzellen [19, 20]
- Direktes Wachstum von III-V-Solarzellen auf Si-Substrat [21-23]
- Integration von Nanostrukuren, i.e. Multi-Quantum Wells [24, 25] oder Quantendots [26].
- Wachstum von Nanowires [27, 28]

Ein detaillierter aktueller Überblick findet sich z.B. in [29]. Durch die Vielzahl der technologischen Ansätze kann erwartet werden, dass der Wirkungsgrad der Konzentratorsolarzellen auch künftig mit ca. 1 % pro Jahr ansteigt und Wirkungsgrade bis 50 % realisiert werden können.

Die konzentrierende Optik

Als optische Konzentratoren mit Konzentrationsfaktoren zwischen 300 und 1000 werden entweder Linsen oder Spiegel eingesetzt. Anstelle massiver Linsen werden häufig Fresnel-Linsen verwendet. Sie benötigen weniger Material und können kostengünstiger hergestellt werden. Beim Einsatz von Linsen müssen Abbildungsfehler und hier im Besonderen die chromatische Aberration bei der Systemauslegung berücksichtigt werden. Hier bieten Spiegelsysteme Vorteile. Die Herausforderung für die Spiegel besteht darin, hochreflektive Schichten mit Langzeitstabilität kostengünstig zu produzieren. Abbildung 8 zeigt schematisch verschiedene Konzepte für die optische Konzentration, wie sie derzeit in CPV-Systemen verwendet werden.

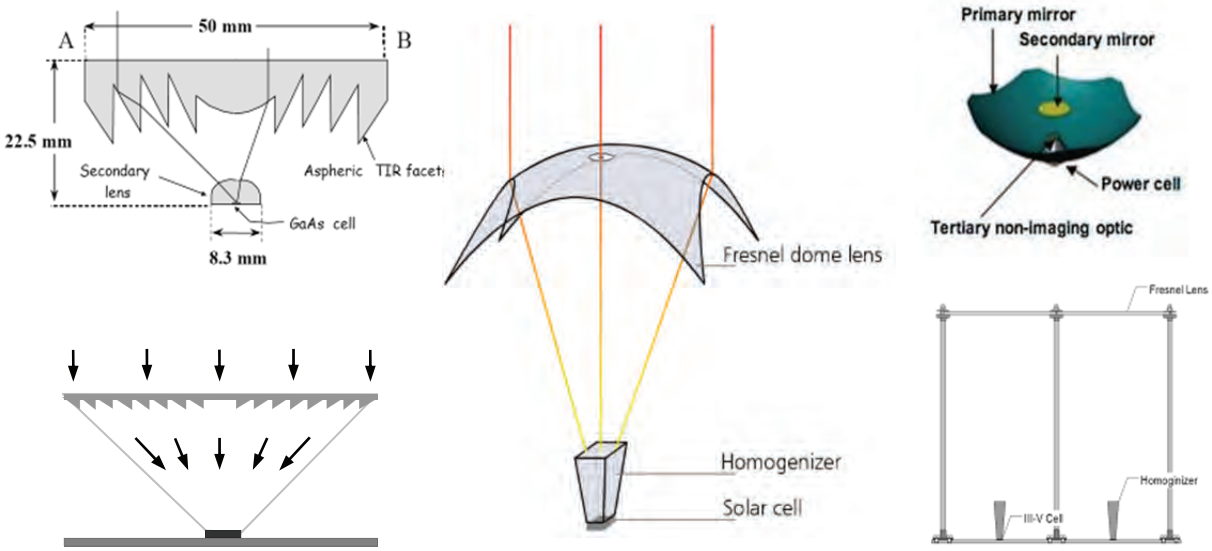


***Abbildung 8**: Beispiele für optische Konzentratoren, die in CPV-Systemen eingesetzt werden (aus [30]). Links oben eine asphärische TIR (total internal reflection) Linse in Kombination mit einer Sekundärlinse direkt auf der Zelle. Links unten eine Fresnellinse, in der Mitte eine Fresnel-Dom Linse in Kombination mit einem Strahlhomogenisierer. Rechts oben eine Cassegrain-Optik, in der das Licht über eine Parabolspiegel auf einen kleine Sekundärspiegel und dann auf die Zelle gelenkt wird. Rechts unten ist ein System aus Frensellinse als Primärkonzentrator kombiniert mit einem Homogenisierer als 2. optische Konzentratorstufe gezeigt.*

Mittels der Konzentratoroptik wird das Sonnenlicht eingesammelt und auf eine kleine Solarzelle konzentriert. Die Konzentratoroptik stellt somit das flächenmäßig größte Element im Konzentratorsystem dar. Um die Gesamtkosten niedrig zu halten, ist es daher von großer Bedeutung, wenig und zudem kostengünstiges Material zu verwenden. Außerdem müssen Prozesstechnologien entwickelt werden, die einen hohen Durchsatz erlauben. Für die gängigen punktfokussierenden Systeme werden heute Fresnellinsen eingesetzt. Am Fraunhofer ISE haben wir gemeinsam mit dem Ioffe-Institut eine Prozesstechnologie zur Herstellung von multiplen Fresnellinsen auf einer Glasplatte entwickelt [31]. Dazu gießen wir einen 0,2 mm dicken flüssigen Siliconfilm auf eine Glasplatte. In diesen Flüssigkeitsfilm prägen wir mittels einer Matrize die Fresnelstrukturen ein. Nachdem der Silikonfilm ausgehärtet wurde, wird die Matrize entformt und kann mehrfach wiederverwendet werden. Mit dieser Prozesstechnologie, die inzwischen von mehreren Firmen industriell umgesetzt wurde, lassen sich großflächig Fresnellinsenstrukturen zu geringen Kosten herstellen. Abbildung 9 zeigt Photos vom manuellen Herstellungsprozess, wie er am Fraunhofer ISE im Labor durchgeführt wird.

Die Fresnellinsen konzentrieren das Sonnenlicht auf die Solarzellen. Das Konzentrationsprofil ist Gauß-förmig [32]. Dies bedeutet, dass im Zentrum eine bis zu fünffache Überhöhung zur mittleren Konzentration auftritt, also ein Konzentrationsfaktor bis 2500-fach vorliegt. Eine solche inhomogene Beleuchtung ist für Solarzellen von Nachteil und kann Wirkungsgradmindernd wirken. Um diesem Effekt entgegen zu wirken, werden auf

den Solarzellen häufig Homogenisierer eingesetzt [33]. Oft werden solche Elemente auch genutzt, um das Licht weiter zu formen und zu konzentrieren. Daher werden solche optischen Elemente als Konzentratoren 2. Stufe bezeichnet.

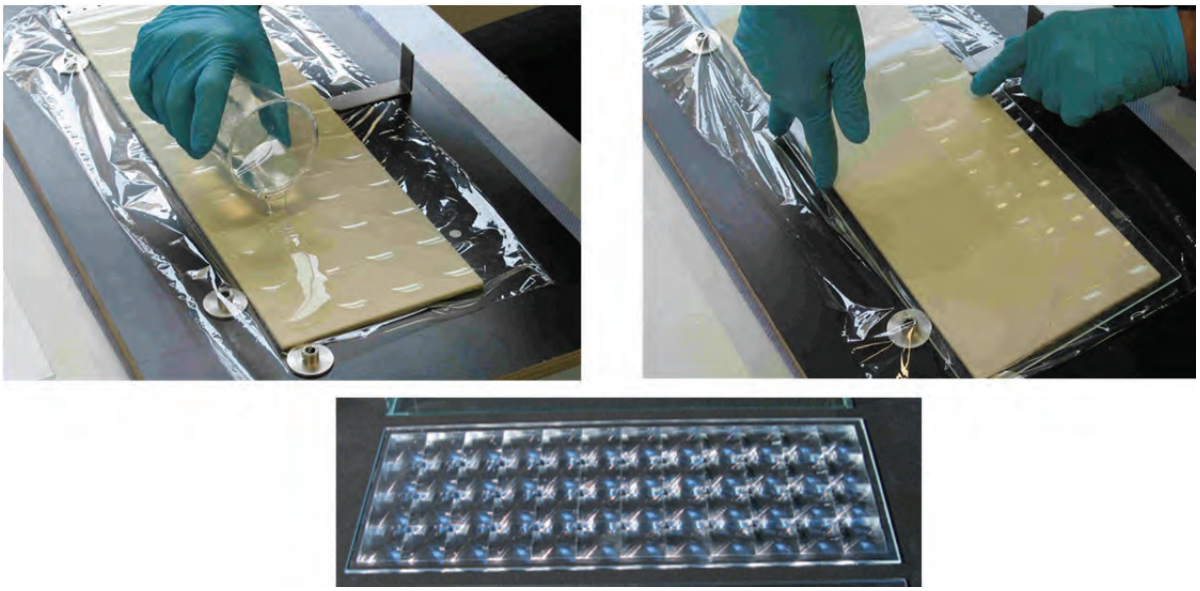


Abbildung 9*: Gezeigt sind Photos zur Herstellung einer Linsenplatte die aus 48 4x4 cm² großen Fresnellinsen, die in einen Siliconfilm eingeprägt wurden, besteht (siehe Linsenplatte unten). Oben Links wird das Silicon auf eine Matrize mit invertierten Fresnellinsen gegossen. Rechts wird eine Glasplatte aufgelegt, welche als Superstrat für die Linsen dient.*

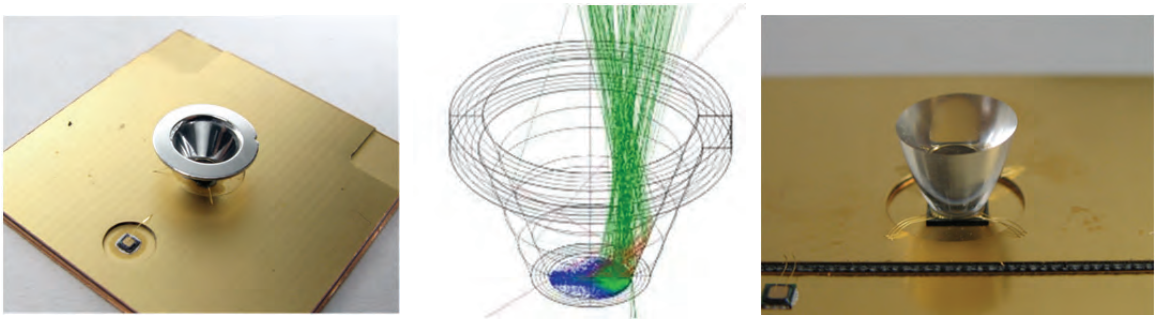


Abbildung 10*: Konzentratorsolarzellen mit einer 2. optischen Stufe. Links: Es ist ein reflektiver Trichter auf der Solarzelle montiert. Hierdurch kann der Akzeptanzwinkel eines Moduls erhöht werden und Produktionsfehler bei der Montage Zelle – Linse kompensiert werden. Mitte: in einer Simulation ist gezeigt, wie der Reflektor Licht, welches nicht auf die Solarzelle fällt, umlenkt und so den Akzeptanzwinkel erhöht. Rechts: Es ist ein massiver Konzentrator hier aus PMMA auf die Zelle montiert. Der massive Konzentrator kann den Konzentrationsfaktor weiter erhöhen und kann gleichzeitig genutzt werden, um das Licht auf die Zelle zu homogenisieren.*

Je nach Design und Anwendung erhöhen sie auch den Akzeptanzwinkel im Konzentratorsystem. Als Akzeptanzwinkel wird der Winkelbereich bezeichnet, aus dem noch 90 % der Strahlung auf die Solarzelle trifft. Für hochkonzentrierende Systeme mit dem Konzentrationsfaktor 500 beträgt der Akzetanzwinkel lediglich 0,3-0,5°. Werden nun optische Konzentratoren 2. Stufe in einem System eingesetzt, kann der Akzeptanzwinkel auch verdoppelt werden. Typische Konzentratoren 2. Stufen sind in Abbildung 10 gezeigt.

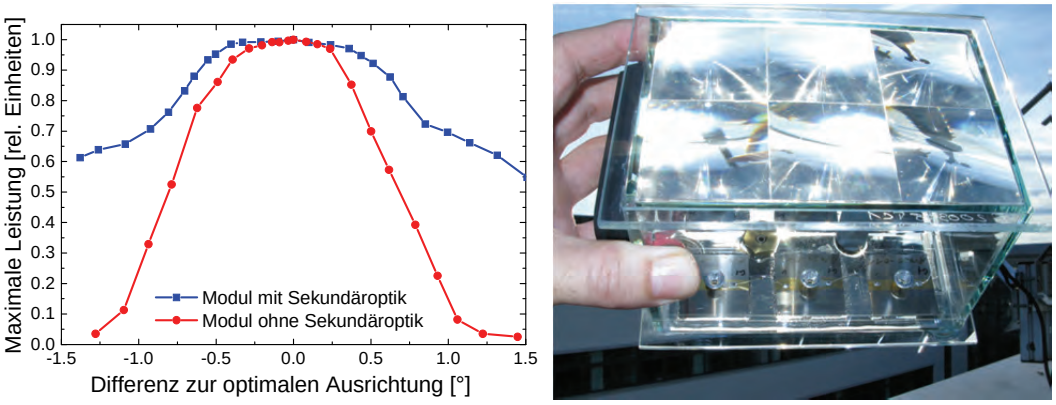


***Abbildung 11**: Vergleich einer Akzeptanzwinkelmessung von zwei im Grundaufbau identischen Konzentratormodulen mit Fresnellinsen als Konzentrator 1. Stufe. Ein Modul hat zusätzlich die in Abbildung 10 gezeigten reflektiven Sekundärkonzentratoren auf der Zelle montiert, während das andere Modul keinen Sekundärkonzentrator nutzt. Die Erhöhung des Akzeptanzwinkels durch den Einsatz des Sekundärkonzentrators ist deutlich zu erkennen. Rechts: Photo eines FLATCON-Testmoduls mit Sekundärkonzentrator.*

In einem Experiment untersuchten wir den Einsatz von reflektiven Sekundärkonzentrationen in FLATCON-Testmodulen, siehe auch Abbildung 11, rechts. FLATCON-Module nutzen 4x4 cm² große Fresnellinsen, die mittels der oben beschriebenen Silicon-on-Glass (SOG) Technologie gefertigt wurden und das Licht auf Dreifachsolarzellen konzentrieren. Die Komponenten der Testmodule – die Optik und die Zellen – wurden im Labor so ausgewählt, dass diese die gleiche Qualität aufwiesen. Schließlich wurde ein Modul mit und ein Modul ohne Sekundärkonzentratoren gefertigt. Diese Module wurden über einen Zeitraum von mehr als 6 Monaten auf unserem Außenmessplatz in Freiburg regelmäßig vermessen. Mehr als 6200 IV-Kennlinien wurden aufgenommen. Abbildung 12 zeigt die Messdaten im Vergleich. Es wird deutlich sichtbar, dass das Modul mit Sekundärkonzentrationen einen um mehr als 1 % absolut höheren Wirkungsgrad erzielt. Das lässt sich letztlich auch den höheren Akzeptanzwinkel zurückführen, wodurch auch Strahlung aus dem Circum-Solar-Bereich (Winkelbereich bis 2.5° um die direkte Sonnenscheibe) im Modul genutzt werden kann. Der Circum-Solar Anteil ist besonders hoch, wenn die Atmosphäre diesig ist oder Schleierwolken vorhanden sind [34, 35].

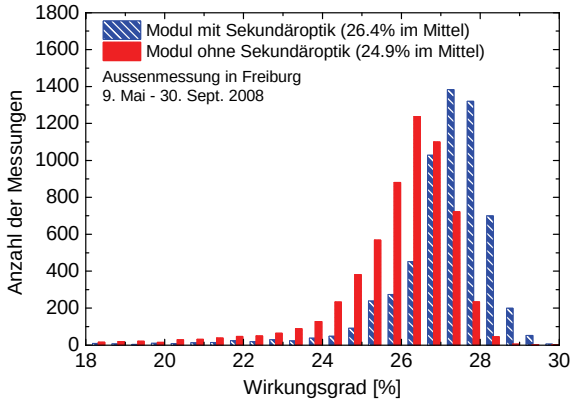


Abbildung 12: *Messvergleich zweier FLATCON-Testmodule, wobei eines der Module mit reflektiven Sekundärkonzentratoren gebaut wurde. Die Wirkungsgradverteilung von jeweils ca. 6200 Messungen zeigt deutlich den Gewinn durch den Einsatz eines Sekundärkonzentrators (nach [36]).*

Systeme in der Konzentrator-Photovoltaik

Für die hochkonzentrierende Photovoltaik sind zwei grundsätzlich unterschiedliche Systemkonzepte in der Anwendung, die sich über die Art der Kühlung definieren lassen: i) passiv gekühlte Systeme und ii) aktiv gekühlte Systeme. Es mag verwundern, dass bei Konzentrationsfaktoren von bis zu 1000 eine passive Kühlung zu realisieren ist. Der Trick dabei ist, dass kleine Zellen mit Flächen deutlich kleiner als 1 cm² zum Einsatz kommen. Diese werden unter Linsen, welche einen Punktfokus generieren, platziert. Die Zellen selbst werden auf einem gut wärmeleitenden Material wie z.B. Kupfer montiert. Dadurch, dass der

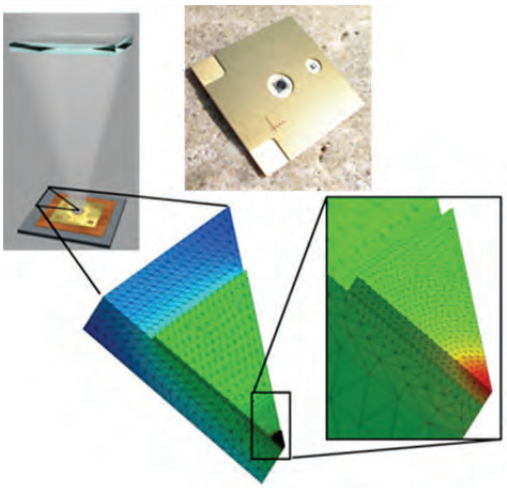


Abbildung 13*: Links: Photo eines Konzentratorsystems der Firma Soitec Solar in Spanien. Dieses System nutzt Fresnellinsen, welche das Sonnenlicht auf ca. 3 mm² große Solarzellen fokussieren, die auf einem Wärmespreizer montiert sind. Das Schema und die Dimensionen sowie das Vorgehen bei der thermischen Simulation sind im rechten Bild gezeigt.*

Wärmeeintrag quasi Null-dimensional erfolgt, kann die Wärme in alle drei Raumdimensionen sehr gut abgeleitet werden. Bei geeigneter Dimensionierung dieses Wärmespreizers ist die Betriebstemperatur einer Konzentratorsolarzelle vergleichbar zu den

Betriebstemperaturen im Flachmodul. Abbildung 13 zeigt als ein typischer Vertreter ein System von Soitec Solar. Diese Systeme erreichen im Feld Wirkungsrade nach dem Wechselrichter von über 25 % [3]. Diese liegen damit doppelt so hoch wie typische Si-Flachmodule, deren Wirkungsgrade zwischen 11 % und 13 % liegen.

Anders verhält es sich, wenn die Zellen größer werden oder dicht gepackt auf eine Empfängereinheit montiert werden. Dann kann die Wärme nicht mehr ausreichend verteilt werden und es muss aktiv, z.B. mit Wasser, gekühlt werden. Größere PV-Empfängereinheiten werden vor allem in großen Spiegelsystemen eingesetzt, so dass dort eine aktive Kühlung unabdingbar ist. Abbildung 14 zeigt ein solches Spiegelsystem der Firma Zenith-Solar in Israel. Das Kühlwasser kann bei Temperaturen von 80°C betrieben werden und so weiter genutzt werden. Rechnet man diese Nutzung noch in den Systemwirkungsgrad ein, sind Gesamtwirkungsgrade über 70 % erreichbar [37, 38].

Markt

Der Markteintritt der PV-Konzentratortechnologie liegt erst wenige Jahre zurück. Gab es vor ein paar Jahren nur wenige Firmen mit Produktionskapazitäten von einigen Megawatt, so stehen heute Fertigungskapazitäten von mehr als 150 MW zur Verfügung.

Entscheidend für den Markterfolg sind letztlich die Kosten für die erzeugte Energie in €/kWh. Die Konzentratortechnologie benötigt direktes Sonnenlicht – bei bedecktem Himmel ist der Ertrag Null. Somit kommen nur sonnenreiche Standorte für diese Technologie in Frage. Unterschiedliche Studien sagen dort einen deutlichen Kostenvorteil für die CPV voraus, siehe auch Abbildung 15. Stromgestehungskosten im Bereich von 10 €-Cent/kWh sind heute schon an guten Standorten erreichbar.

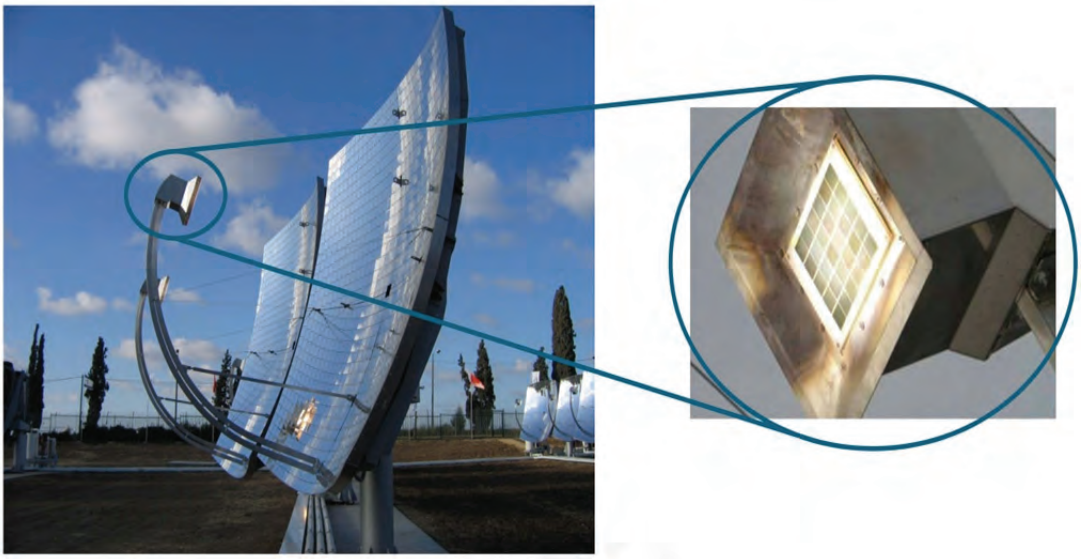


***Abbildung 14**: Photo eines Konzentratorsystems der Firma Zenith in Israel. Dieses System nutzt eine ca. 10 m² große Spiegelfläche, um das Licht auf einen etwa 10x10 cm² photovoltaischen Empfänger zu konzentrieren. Dieser Empfänger muss Leistungsdichten von bis zu 1 MW/m² verarbeiten und muss daher aktiv gekühlt werden.*

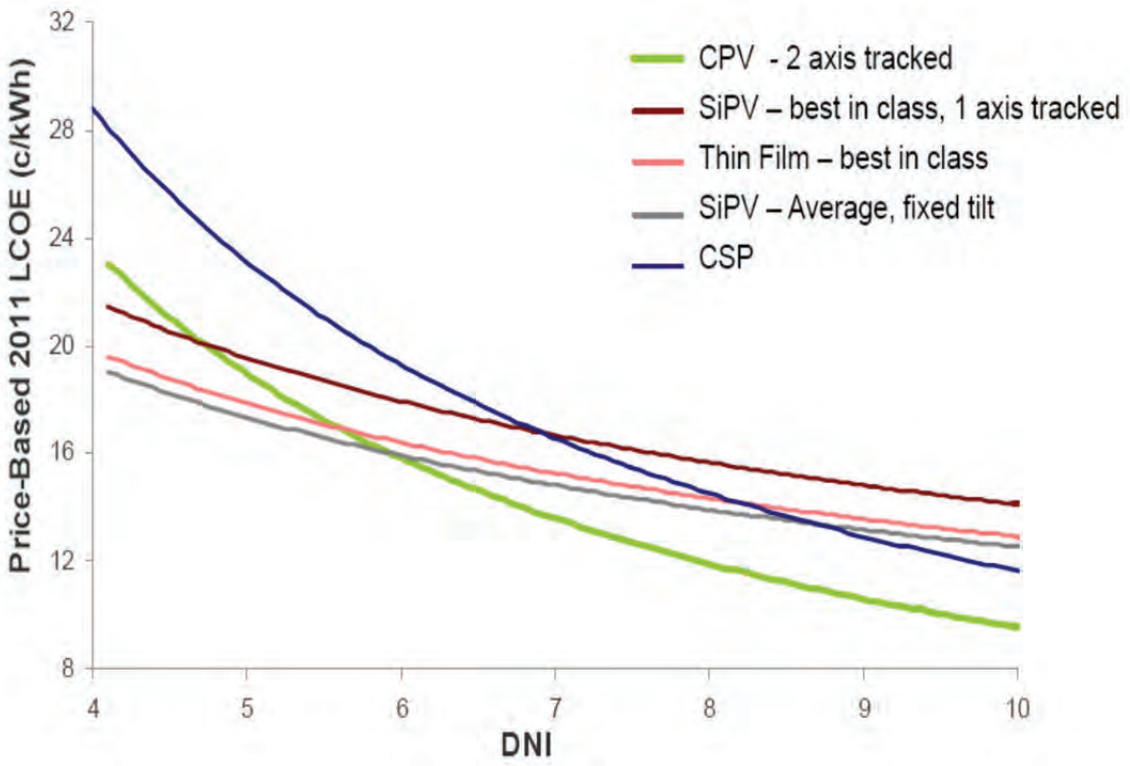


***Abbildung 15**: Graphik entnommen aus [39]. Die Graphik vergleicht die Levelized Cost of Electricty (LCOE) für unterschiedliche Technologien in Abhängigkeit der Direkt-Normal Einstrahlung (DNI in Einheiten kWh/m²/Tag).*

Weitere spezifische Vorteile erleichtern den Markteintritt: i) durch die Nachführung wird im Vergleich zu fix aufgeständerten Modulen ein rechteckigeres Tages-Generationsprofil erzeugt. Dies ist vor allem am späten Nachmittag und abends sehr wertvoll, weil dort auch die Nachfrage an Energie ansteigt. ii) Die sogenannte Energieerntezeit, die Zeit welche ein System benötigt, um die Energie zu erzeugen, welche zur Herstellung aufgewendet werden musste, ist für CPV-Systeme sehr gering. Neuere Studien zeigen, dass die Energieerntezeit nur 7 Monate beträgt [40]. iii) Im Vergleich zu solarthermischen Anlagen, die ebenfalls in ariden und sonnenreichen Gegenden Einsatz finden, hat die CPV einen höheren Wirkungsgrad. Zudem ist der Wasserbedarf von passiv gekühlten CPV-Konzepten sehr gering, da nur Wasser für die Reinigung benötigt wird. Solarthermische Anlagen benötigen hingegen große Mengen Wasser im Betrieb.

Die Zukunft für die CPV-Technologie wird somit sehr positiv gesehen. Es wird erwartet, dass der Markt in den kommenden Jahren rasant wächst (Abbildung 16). Technologisch sind noch viele Entwicklungsmöglichkeiten gegeben. Die Wirkungsgrade der Solarzellen und Module werden weiter steigen, wodurch auch die Systemkosten weiter sinken werden.

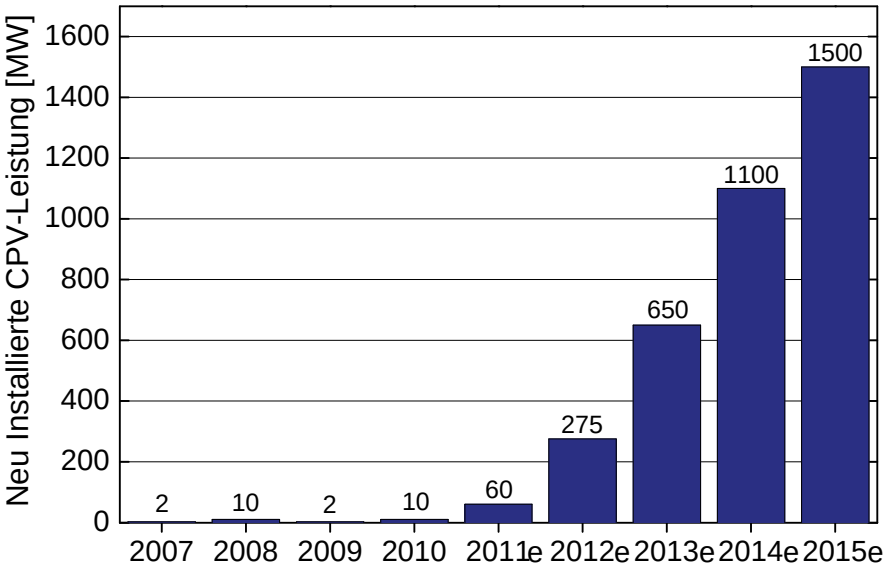


***Abbildung 16**: Historische und prognostizierte Entwicklung des CPV-Markts (Quelle: CPV Consortium). CPV hat erst eine vergleichsweise kurze Marktentwicklung hinter sich. In den kommenden Jahren wird eine rasante Entwicklung der installierten CPV-Leistung erwartet. So sind bereits Stromabnahmeverträge für mehrere CPV-Großkraftwerke mit jeweils über 50 MW unterzeichnet.*

Zusammenfassung und Fazit

Die konzentrierende Photovoltaik hat nun einen Entwicklungsstand erreicht, bei dem der Übergang vom Labor zur industriellen Fertigung vollzogen ist. Der Markteinstieg ist im vollen Gange. Die Kosten- und Ertragsanalysen lassen erwarten, dass CPV Systeme an sonnenreichen Standorten Stromgestehungskosten erreichen können, die deutlich unter denen der klassischen PV-Technologie liegen. Technologisch sind noch viele Verbesserungsoptionen offen. Die Entwicklungsarbeiten auf der Zellseite lassen in naher Zukunft Wirkungsgrade bis 45 % und langfristig sogar 50 % erwarten. Dies sollte AC-Systemwirkungsgrade bis 30 % ermöglichen.

Danksagung

Der Autor bedankt sich bei vielen nicht namentlich genannten Kollegen, die immer wieder Informationen zum Entwicklungsstand ihrer Konzentratortechnologie zur Verfügung stellen. Besonders erwähnt seien hier die Kollegen von Soitec Solar in Freiburg. Ein besonderer Dank gilt allen ehemaligen und heutigen Mitarbeiter der Arbeitsgruppe „III-V – Epitaxie und Solarzellen“ am Fraunhofer ISE für vielfältige Diskussionen und hervorragende Arbeiten. Weiterhin geht mein Dank an Herrn Dr. Simon Philipps – ohne seine Unterstützung wäre der Text nicht fertig geworden.

Literatur

[1] R.R. King, D.C. Law, K.M. Edmondson, C.M. Fetzer, G.S. Kinsey, H. Yoon, R.A. Sherif and N.H. Karam, *40% efficient metamorphic GaInP/GaInAs/Ge multijunction solar cells*, Applied Physics Letters **90**: pp. 183516-1-3 (2007).

[2] M.A. Green, K. Emery, Y. Hishikawa, W. Warta and E.D. Dunlop, *Solar cell efficiency tables (Version 38)*, Progress in Photovoltaics: Research and Applications **19**: pp. 565-572 (2011).

[3] A. Gombert, I. Heile, J. Wüllner, T. Gerstmaier, S.v. Riesen, E. Gerster and M. Röttger. *Field performance of FLATCON® power plants and demo systems*, Proceedings of the 6th International Conference on Concentrating Photovoltaic Systems, Freiburg, Germany, pp. 243-247 (2010).

[4] S.G. Bailey and D.J. Flood, *Space Photovoltaics*, Progress in Photovoltaics: Research and Applications **6**(1): pp. 1-14 (1998).

[5] A. Martí and G.L. Araújo, *Limiting efficiencies for photovoltaic energy conversion in multigap systems*, Solar Energy Materials and Solar Cells **43**(2): pp. 203-222 (1996).

[6] G. Létay and A.W. Bett. *EtaOpt - a Program for Calculating Limiting Efficiency and Optimum Bandgap Structure for Multi-Bandgap Solar Cells and TPV Cells*, Proceedings of the 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, Germany, pp. 178-181 (2001).

[7] W. Shockley and H.J. Queisser, *Detailed balance limit of efficiency of p-n junction solar cells*, Journal of Applied Physics **32**(3): pp. 510-519 (1961).

[8] S. Kurtz, *Opportunities and Challenges for Development of a Mature Concentrating Photovoltaic Power Industry*, Golden, Colorado, USA: National Renewable Energy Laboratory, pp. 1-39 (2010).

[9] F. Dimroth, U. Schubert, A.W. Bett, J. Hilgarth, M. Nell, G. Strobl, K. Bogus and C. Signorini. *Next Generation GaInP/GaInAs/Ge Multi-Junction Space Solar Cells*, Proceedings of the 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, Germany, pp. 2150-2154 (2001).

[10] A.W. Bett, C. Baur, F. Dimroth and J. Schöne, *Metamorphic GaInP-GaInAs Layers for Photovoltaic Applications*, Materials Research Society Symposium Proceedings **836**: pp. 223-234 (2005).

[11] J. Schöne, E. Spiecker, F. Dimroth, A.W. Bett and W. Jäger, *Misfit Dislocation Blocking by Dilute Nitride Intermediate Layers*, Applied Physics Letters **92**(8): pp. 081905-1-3 (2008).

[12] F. Dimroth, *Metallorganische Gasphasenepitaxie zur Herstellung von hocheffizienten Solarzellen aus III-V Halbleitern*, Dissertation, Fakultät für Physik, Universität Konstanz (2000).

[13] F. Dimroth, R. Beckert, M. Meusel, U. Schubert and A.W. Bett, *Metamorphic $Ga_yIn_{1-y}P/Ga_{1-x}In_xAs$ Tandem Solar Cells for Space and for Terrestrial Concentrator Applications at C > 1000 Suns*, Progress in Photovoltaics: Research and Applications **9**(3): pp. 165-178 (2001).

[14] W. Guter, J. Schoene, S.P. Philipps, M. Steiner, G. Siefer, A. Wekkeli, E. Welser, E. Oliva, A.W. Bett and F. Dimroth, *Current-matched triple-junction solar cell reaching 41.1% conversion efficiency under concentrated sunlight*, Applied Physics Letters **94**(22): pp. 223504-1-3 (2009).

[15] P. Chiu, S. Wojtczuk, C. Harris, D. Pulver and M. Timmons. *42.3% efficient InGaP/GaAs/InGaAs concentrators using bifacial epigrowth*, Proceedings of the 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Seattle, Washington, USA, in press (2011).

[16] J.F. Geisz, D.J. Friedman, J.S. Ward, A. Duda, W.J. Olavarria, T.E. Moriarty, J.T. Kiehl, M.J. Romero, A.G. Norman and K.M. Jones, *40.8% efficient inverted triple-junction solar cell with two independently metamorphic junctions,* Applied Physics Letters **93**(12): pp. 123505-1-3 (2008).

[17] A.B. Cornfeld, D. Aiken, B. Cho, A.V. Ley, P. Sharps, M. Stan and T. Varghese. *Development of a four sub-cell inverted metamorphic multi-junction (IMM) highly efficient AM0 solar cell* Proceedings of the 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Honolulu, Hawaii, USA, pp. 105-109 (2010).

[18] S. Essig, E. Stämmler, S. Roensch, E. Oliva, M. Schachtner, G. Siefer, A.W. Bett and F. Dimroth. *Dilute nitrides for 4- and 6- junction space solar cells*, Proceedings of the 9th European Space Power Conference, Saint-Raphael, France, in press (2011).

[19] M.J. Archer, D.C. Law, S. Mesropian, M. Haddad, C.M. Fetzer, A.C. Ackerman, C. Ladous, R. King and H.A. Atwater, *GaInP/GaAs dual junction solar cells on Ge/Si epitaxial templates,* Applied Physics Letters **95**: pp. 103503-1-3 (2008).

[20] K. Dreyer, E. Fehrenbacher, E. Oliva, A. Leimenstoll, F. Schätzle, M. Hermle, A.W. Bett and F. Dimroth, *GaInP/GaAs/Si Triple-Junction Solar Cell Formed by Wafer Bonding*, Dresden, Germany, p. 1 (2011).

[21] M. Yamaguchi and C. Amano, *Efficiency calculations of thin-film GaAs solar cells on Si substrates,* Journal of Applied Physics **58**(9): pp. 3601-3606 (1985).

[22] K. Hayashi, T. Soga, H. Nishikawa, T. Jimbo and M. Umeno. *MOCVD growth of GaAsP on Si for tandem solar cell application* Proceedings of the 35th IEEE Photovoltaics Specialists Conference, Waikoloa, Hawaii, USA, pp. 1890-1893 (1994).

[23] T. Roesener, H. Döscher, A. Beyer, S. Brückner, V. Klinger, A. Wekkeli, P. Kleinschmidt, C. Jurecka, J. Ohlmann, K. Volz, W. Stolz, T. Hannappel, A.W. Bett and F. Dimroth. *MOVPE Growth of III-V Solar Cells on Silicon in 300 mm Closed Coupled Showerhead Reactor*, Proceedings of the 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Valencia, Spain, pp. 964-968 (2010).

[24] K. Barnham, I. Ballard, J. Barnes, J. Connolly, P. Griffin, B. Kluftinger, J. Nelson, E. Tsui and A. Zachariou, *Quantum well solar cells,* Applied Surfaces Science **113-114**: pp. 722-733 (1997).

[25] R. Kellenbenz, R. Hoheisel, P. Kailuweit, W. Guter, F. Dimroth and A.W. Bett. *Development of Radiation Hard $Ga_{0.50}In_{0.50}P/Ga_{0.99}In_{0.01}As$/Ge Space Solar Cells With Multi Quantum Wells*, Proceedings of the 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Honolulu, Hawaii, USA, pp. 117-122 (2010).

[26] R. Oshima, A. Takata and Y. Okada, *Strain-compensated InAs/GaNAs quantum dots for use in high-efficiency solar cells,* Applied Physics Letters **93**(8): pp. 083111-1-3 (2008).

[27] M. Heurlin, *Axial InP Nanowire Tandem Junction Grown on a Silicon Substrate*, Nano Letters **11**(5): pp. 2028-2031 (2011).

[28] P. Kailuweit, M. Peters, J. Leene, K. Mergenthaler, F. Dimroth and A.W. Bett, *Numerical simulations of absorption properties of InP- nanowires for solar cell applications,* Progress in Photovoltaics: Research and Applications, in press (2011).

[29] S.P. Philipps, F. Dimroth and A.W. Bett, *High-Efficiency III-V Multijunction Solar Cells*, in: *Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications (Second Edition)*, Boston: Academic Press, pp. 417-448 (2012).

[30] J. Luther and A. Bett, W. *Progress in High-Concentration Photovoltaic Systems*, Proceedings of the 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Fukuoka, Japan, pp. 11-14 (2007).

[31] V.D. Rumyantsev, M. Hein, V.M. Andreev, A.W. Bett, F. Dimroth, G. Lange, G. Letay, M.Z. Shvarts and O.V. Sulima. *Concentrator Array Based on GaAs Cells and Fresnel Lens Concentrators*, Proceedings of the 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Glasgow, UK, pp. 2312-2315 (2000).

[32] I. Garcia, C. Algora, I. Rey-Stolle and B. Galiana. *Study of non-uniform light profiles on high concentration III–V solar cells using quasi-3D distributed models*, Proceedings of the Photovoltaic Specialists Conference, San Diego, CA, USA pp. 1 - 6 (2008).

[33] K. Araki, M. Kondo, A. Akisawa, T. Kashiwagi and M. Yamaguchi. *Development of a Metal Homogenizer for Concentrator Monolithic Multi-Junction-Cells*, Proceedings of the 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, New Orleans, Louisiana, USA, pp. 1572-1575 (2002).

[34] A. Neumann, A. Witzke, S.A. Jones and G. Schmitt, *Representative terrestrial solar brightness profiles*, Journal of Solar Energy Engineering **124**(2): pp. 198-204 (2002).

[35] G. Peharz, L. Bugliaro, G. Siefer and A.W. Bett. *Evaluation of Satellite Cirrus Data for Performance Models of CPV Modules*, Proceedings of the 6th International Conference on Concentrating Photovoltaic Systems, Freiburg, Germany, pp. 312-315 (2010).

[36] J. Jaus, A.W. Bett, H. Reinecke and E.R. Weber, *Reflective secondary optical elements for fresnel lens based concentrator modules*, Progress in Photovoltaics: Research and Applications **19**: pp. 580-590 (2011).

[37] A. Kribus, D. Kaftori, G. Mittelman, A. Hirshfeld, Y. Flitsanov and A. Dayan, *A miniature concentrating photovoltaic and thermal system*, Energy Conversion and Management **47**(20): pp. 3582-3590 (2006).

[38] H. Helmers, A. Boos, F. Jetter, A. Heimsath, M. Wiesenfarth and A.W. Bett. *Outdoor Test Setup for Concentrating Photovoltaic and Thermal (CPVT) Systems*, Proceedings of the 7th International Conference on Concentrating Photovoltaic Systems, Las Vegas, Nevada, USA, in press (2011).

[39] N. Hartsoch. *The Current Status of the CPV Industry*, Presentation at the 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Honolulu, Hawaii, USA, for download at: www.cpvconsortium.org/Portals/0/Papers_Presos/Current_Status_CPV_Industry.pdf (2010).

[40] D. Kammen, J. Nelson, A. Mileva and J. Johnston, *An Assessment of the Environmental Impacts of Concentrator Photovoltaics*, Report, www.cpvconsortium.org/Portals/0/CPV_Environmental Report_07-09-11.pdf (2011).

Dr. Andreas W. Bett,
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE)
Heidenhofstraße 2
D-79114 Freiburg
andreas.bett@ise.fraunhofer.de,
www.ise.fhg.de

.

Das Aufwindkraftwerk – Funktionsweise und aktueller Stand

Gerhard Weinrebe, Schlaich Bergermann Solar

Zusammenfassung.

Das Aufwindkraftwerk ist ein solares Großkraftwerk für die sonnenreichen Gegenden der Erde. Aufwindkraftwerke erzeugen Strom aus der Sonnenstrahlung: Durch die Sonne wird Luft unter einem großen transparenten Kollektordach erwärmt. Auf Grund des dabei entstehenden Dichteunterschiedes strömt die Luft in einer Kaminröhre in der Mitte des Kollektordachs nach oben. Durch die Luftströmung werden am Fuß der Röhre eingebaute Turbinen angetrieben, welche elektrische Energie bereitstellen.

Eine erste Prototypanlage mit einer Turmhöhe von rund 200 m und einer Kollektorfläche von 44'000 m² wurde zu Beginn der 1980er Jahre im Auftrag des deutschen Bundesforschungsministeriums in Manzanares in Spanien errichtet und über mehrere Jahre im Dauerbetrieb betrieben. Ziel des Forschungsvorhabens war es, die thermodynamischen Zusammenhänge detailliert zu erarbeiten, um damit über eine qualifizierte Grundlage für die Planung großer Anlagen zu verfügen. Nun wird intensiv an der Planung und Realisierung eines ersten großen Aufwindkraftwerks im Multi-Megawatt-Maßstab gearbeitet.

Im Beitrag wird das Funktionsprinzip des Aufwindkraftwerks erläutert, vom Bau und Betrieb des Prototyps berichtet und auf Konstruktionsprinzipien, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit großer Anlagen eingegangen.

Einleitung

Unsere heutige Energieerzeugung unter Nutzung fossiler Energieträger ist umweltschädlich und erschöpflich.

Armut, Bevölkerungsexplosion und Migration sind nicht zuletzt die Folgen unzureichender Energieversorgung bzw. zu hoher Energiekosten. Die Nachfrage nach elektrischer Energie wird insbesondere in den Schwellen- und Entwicklungsländern weiter stark ansteigen.

Eine unerschöpfliche, saubere und sichere Energiequelle ist erforderlich. Die groß-technische Sonnenenergienutzung kann dazu einen entscheidenden Beitrag leisten:

- Nachhaltige Ressourcenschonung statt Umweltzerstörung.
- Hebung des Lebensstandards durch eine unerschöpfliche Energiequelle als Maßnahme gegen die Bevölkerungsexplosion und menschenunwürdige Armut in den Ländern der Dritten Welt.
- Neue Arbeitsplätze durch Bau und Betrieb der Solarkraftwerke in globaler Partnerschaft gegen sozial bedingte Konflikte, kurz: die Umsetzung der Agenda 21.

- Eine sinnvolle Technologie zur Sonnenenergienutzung sollte
- einfach und zuverlässig sein,
- ohne Kühlwasser auskommen,
- selbst aus unerschöpflichen Rohstoffen umweltneutral und
- mit den Mitteln der sonnenreichen und meist zugleich rohstoffarmen und technologisch weniger entwickelten Ländern herstellbar sein.

Das Aufwindkraftwerk erfüllt diese Bedingungen. Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen und die bisher gesammelten Erfahrungen zeigen, dass große Aufwindkraftwerke im Stande sind, elektrische Energie zu Kosten vergleichbar denen einer konventionellen Elektrizitätsbereitstellung zu liefern. Auch die erforderlichen Flächen für die solare Stromerzeugung, ob mit solarthermischen oder photovoltaischen Anlagen, stehen grundsätzlich zur Verfügung (Abbildung 1). Das ist Grund genug, diese Form der Solarenergienutzung mit dem Ziel großer wirtschaftlich darstellbarer Anlagen weiterzuentwickeln. In einer zukünftigen Energiewirtschaft könnten Aufwindkraftwerke daher eine wirtschaftliche und umweltverträgliche Strombereitstellung im Sonnengürtel der Erde gewährleisten (Schlaich, Bergermann, Schiel, et al. 2004).

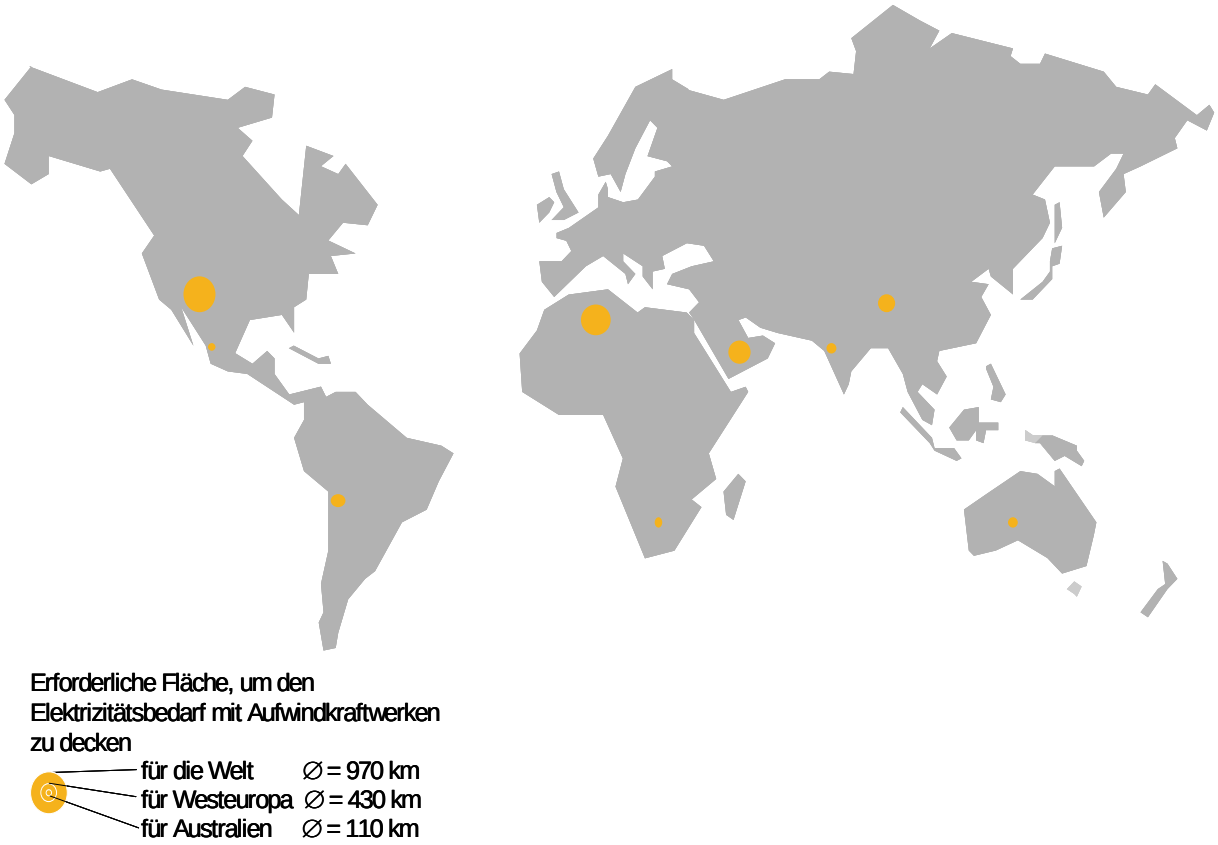


Abbildung 1: *Flächenbedarf, um den gesamten Elektrizitätsbedarf der Erde mit Aufwindkraftwerken in den jeweils benachbarten Wüsten mit hohem Solarstrahlungsangebot zu decken.*

Bei einem solarthermischen Aufwindkraftwerk werden die drei von alters her bekannten Bauteile Luft-Solarkollektor (Treibhaus), Kamin und Turbine in neuartiger Weise kombiniert. Diese Kombination zur Stromerzeugung wurde von (Günther 1931) bereits vor über 70 Jahren beschrieben.

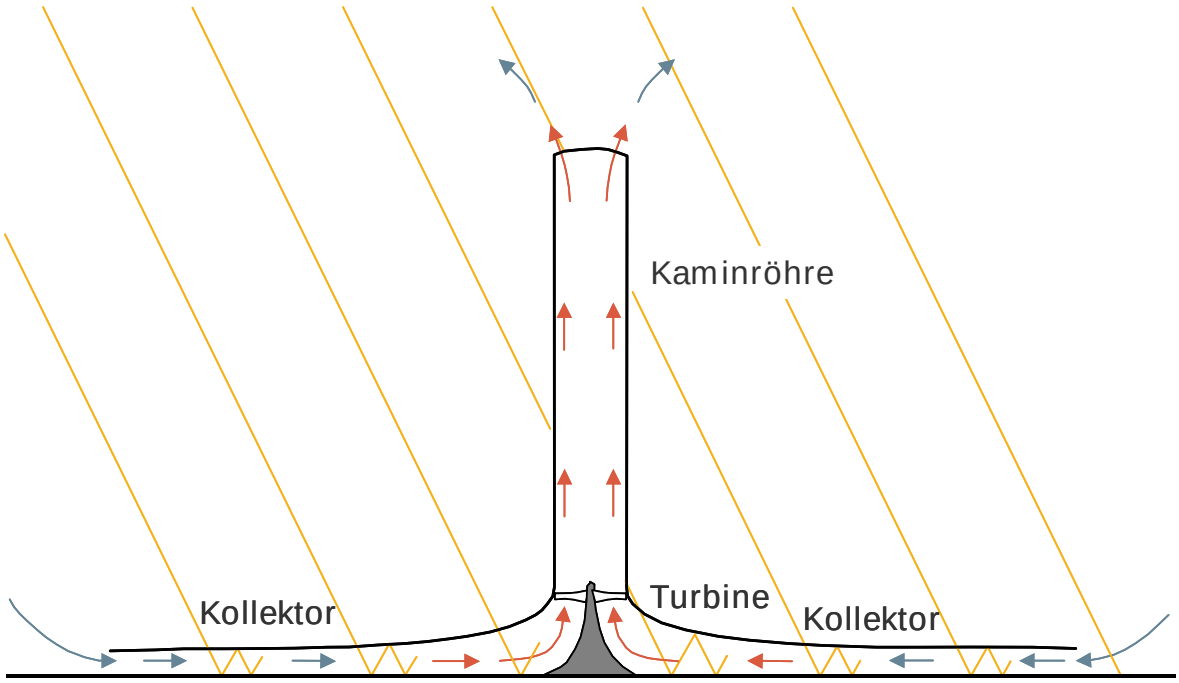


Abbildung 2: *Funktionsprinzip des Aufwindkraftwerks*

Das Prinzip ist in Abbildung 2 dargestellt. Unter einem flachen kreisförmigen, am Umfang offenen Glasdach, das zusammen mit dem darunter liegenden natürlichen Boden einen Warmluftkollektor bildet, wird Luft durch die Sonnenstrahlung erwärmt. In der Mitte des Dachs steht senkrecht eine Kaminröhre mit großen Zuluftöffnungen am Fuß. Das Dach ist luftdicht an den Kaminfuß angeschlossen. Da warme Luft eine geringere Dichte als kalte Luft hat, steigt sie im Kamin auf. Durch den Kaminsog wird gleichzeitig warme Luft aus dem Kollektor nachgesaugt und von außen strömt kalte Luft zu. So bewirkt die Sonnenstrahlung einen kontinuierlichen Aufwind im Kamin. Die in der Luftströmung enthaltene Energie wird mit Hilfe druckgestufter Turbinen, die am Fuß des Kamins stehen, in mechanische und über Generatoren in elektrische Energie umgewandelt.

Kontinuierlicher 24-Stunden-Betrieb kann durch auf dem Boden ausgelegte wassergefüllte Schläuche oder Säcke erreicht werden. Das Wasser erwärmt sich während des Tages und gibt die Wärme nachts wieder ab (Abbildung 3, (Kreetz 1997)). Die Schläuche müssen nur einmal gefüllt werden, es besteht kein weiterer Wasserbedarf. So erzeugt die Solarstrahlung einen kontinuierlichen Aufwind im Turm (Schlaich, Bergermann, Schiel, et al. 2004).

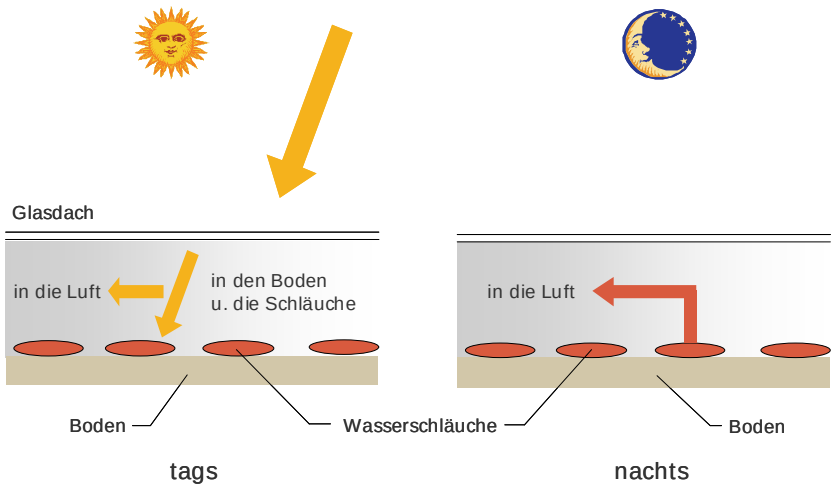


Abbildung 3: *Wärmespeicherung mit wassergefüllten Schläuchen.*

Physikalisches Modell

Zur präzisen Beschreibung der zeitabhängigen Elektrizitätsbereitstellung eines Aufwindkraftwerks mit gegebenen Dimensionen ist ein umfangreiches thermodynamisches und fluiddynamisches Simulationsprogramm erforderlich (dos Santos Bernardes et al. 2003). Eine einfache Darstellung der Thermodynamik des Aufwindkraftwerks als Kreisprozess zeigt Abbildung 4. Dabei ist

- 1 - 2: die polytrope Kompression in der Atmosphäre,
- 1‘ - 2: die trockenadiabate Kompression in der Atmosphäre,
- 2 - 3: eine isobare Erwärmung der Luft im Kollektor,
- 3 - 3‘: die adiabate Expansion in der Turbine, und
- 3 - 4 das isentrope Heben der Luft im Kamin, sowie schließlich
- 4 - 1: die isobare Abkühlung der Luft nach dem Kaminaustritt auf Umgebungs-temperatur in Turmhöhe.

Eine ausführlichere Beschreibung inkl. der Darstellung von verlustbehafteten Prozessen ist bei (Gannon & von Backström 2000) zu finden.

Im Folgenden werden die grundlegenden Zusammenhänge in vereinfachter Form dargestellt:

Allgemein gesprochen kann die Ausgangsleistung P eines Aufwindkraftwerks berechnet werden als die zugeführte Solarenergie $\dot{Q}_{solar}$ multipliziert mit den jeweiligen Wirkungsgraden von Kollektor, Kamin und Turbine(n):

$$P = \dot{Q}_{solar} \cdot \eta_{Kraftwerk} = \dot{Q}_{solar} \cdot \eta_{Koll} \cdot \eta_{Ka\,min} \cdot \eta_{Turbine} \qquad (1)$$

Die dem System zugeführte Solarenergie $\dot{Q}_{solar}$ kann als Produkt aus der Globalstrahlung G_h auf eine horizontale Fläche und der Kollektorfläche $A_{Kollektor}$ geschrieben werden.

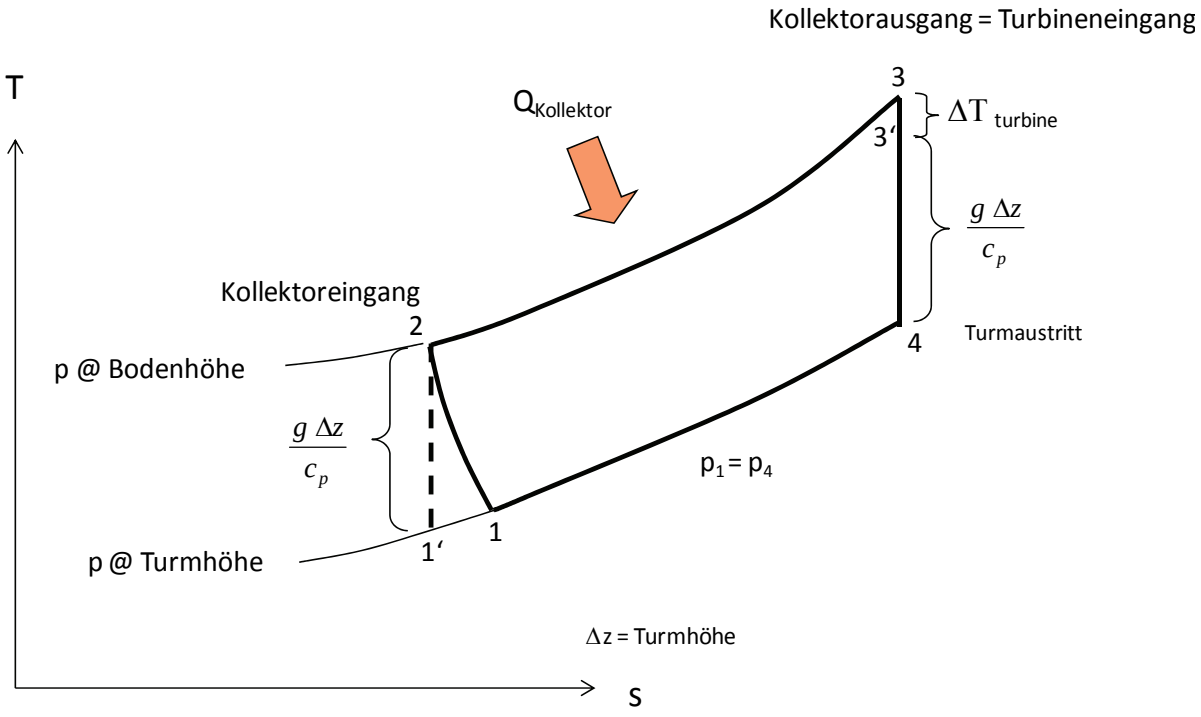


Abbildung 4: *Idealisierter Aufwindkraftwerksprozess im T-s- Diagramm*

$$\dot{Q}_{solar} = G_h \cdot A_{Kollektor} \tag{2}$$

Der Turm (Kamin) wandelt den vom Kollektor gelieferten Wärmestrom in kinetische Energie (Konvektionsströmung) und potenzielle Energie um (Druckabfall an der Turbine). So wirkt die Dichtedifferenz der Luft als treibende Kraft. Die leichtere Luftsäule im Turm ist mit der umgebenden Atmosphäre am Turmfuß (Kollektorausgang) und an der Turmspitze verbunden, und erfährt daher einen Auftrieb. Eine Druckdifferenz Δp_{tot} zwischen dem Turmfuß und der Umgebung stellt sich ein:

$$\Delta p_{ges} = g \cdot \int_0^{Ht} \left(\rho_a - \rho_t\right) \cdot dH \tag{3}$$

mit g: Erdbeschleunigung
H_t: Turmhöhe
ρ_a : Luftdichte der Außenluft
ρ_t : Luftdichte im Turm

So nimmt Δp_{tot} proportional zur Turmhöhe zu.

Die Druckdifferenz Δp_{tot} kann in eine statische Komponente Δp_s und eine dynamische Komponente Δp_d aufgeteilt werden; Reibungsdruckverluste sind hier vernachlässigt:

$$\Delta p_{tot} = \Delta p_s + \Delta p_d \tag{4}$$

Die statische Druckdifferenz fällt an der Turbine ab, die dynamische Komponente beschreibt die kinetische Energie der Strömung.

Mit der Gesamtdruckdifferenz und dem Volumenstrom der Luft ist nun Leistung der Strömung zu beschreiben:

$$P_{ges} = \Delta p_{ges} \cdot v_{Turm} \cdot A_{Turm} \tag{5}$$

woraus schließlich der Wirkungsgrad des Turmes gebildet werden kann:

$$\eta_{Turm} = \frac{P_{ges}}{\dot{Q}} \quad . \tag{6}$$

Die tatsächlich erfolgende Aufteilung in eine statische und eine dynamische Komponente hängt davon ab, wie viel Energie die Turbine der Strömung entzieht. Ohne Turbine stellt sich eine maximale Strömungsgeschwindigkeit $v_{Turm,max}$ ein und die gesamte Druckdifferenz wird in kinetische Energie umgesetzt, d. h. die Strömung beschleunigt.

$$P_{ges} = \frac{1}{2} \dot{m} \cdot v_{Turm,\max}^2 \tag{7}$$

Unter der vereinfachenden Annahme, dass die Temperaturprofile im Turm und in der Umgebung parallel verlaufen, kann die Strömungsgeschwindigkeit, die sich bei freier Konvektion einstellt, mit der (temperatur-)modifizierten Torricelli-Gleichung ausgedrückt werden:

$$v_{Turm,\max} = \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{Turm} \cdot \frac{\Delta T}{T_0}} \tag{8}$$

mit $\dot{m}$: Luftmassenstrom.
T_0: Umgebungstemperatur in Bodenhöhe
ΔT: Temperaturanstieg von der Umgebungstemperatur zur Temperatur am Kollektoraustritt (=Turmeintritt)

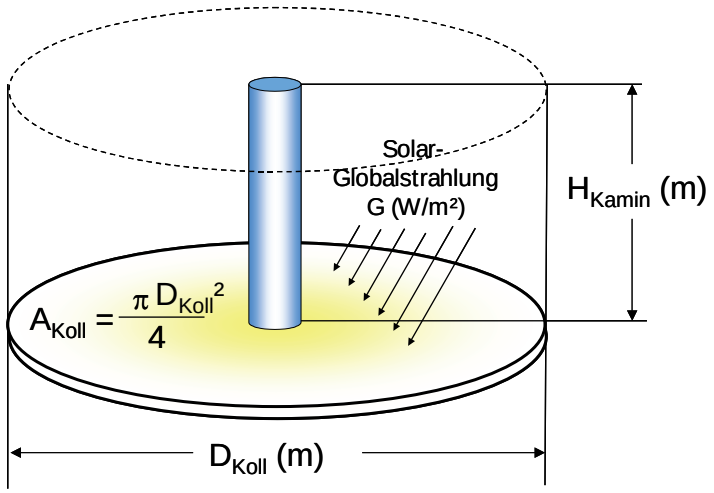


Abbildung 5: *Die Ausgangsleistung des Aufwindkraftwerks ist proportional zur Kollektorfläche und zur Turmhöhe.*

Mit Gleichung (6) und der Beziehung $\dot{Q} = \dot{m} \cdot c_p \cdot \Delta T$ für den stationären Zustand, sowie (7) und (8), ergibt sich der Turmwirkungsgrad:

$$\eta_{Turm} = \frac{g \cdot H}{c_p \cdot T_0} \tag{9}$$

Diese vereinfachte Darstellung verdeutlicht eine der grundlegenden Eigenschaften des Aufwindkraftwerks, nämlich dass der Turmwirkungsgrad nur von der Turmhöhe abhängt.

Die Gleichungen (2) und (9) zeigen, dass die Ausgangsleistung des Aufwindkraftwerks proportional zur Kollektorfläche und zur Turmhöhe ist, d. h. proportional zum Volumen des in Abbildung 5 dargestellten Zylinders.

Da die elektrische Ausgangsleistung des Aufwindkraftwerks proportional zum Volumen des von der Turmhöhe und der Kollektorfläche aufgespannten Zylinders ist, kann eine bestimmte Leistung entweder mit einem hohen Turm in Kombination mit einem kleineren Kollektor oder mit einem großen Kollektor und kleinerem Turm erzielt werden.

Systemkomponenten

Nach diesem ersten Überblick wird nun näher auf die einzelnen Komponenten eines Aufwindkraftwerks eingegangen.

Kollektor. Warmluft für das Aufwindkraftwerk wird durch den Treibhauseffekt in einem einfachen Luftkollektor erzeugt. Dieser besteht aus einem horizontalen transparenten Glas- oder Kunststoffdach in etwa zwei bis sechs Meter Höhe über dem Boden (Abbildung 6).

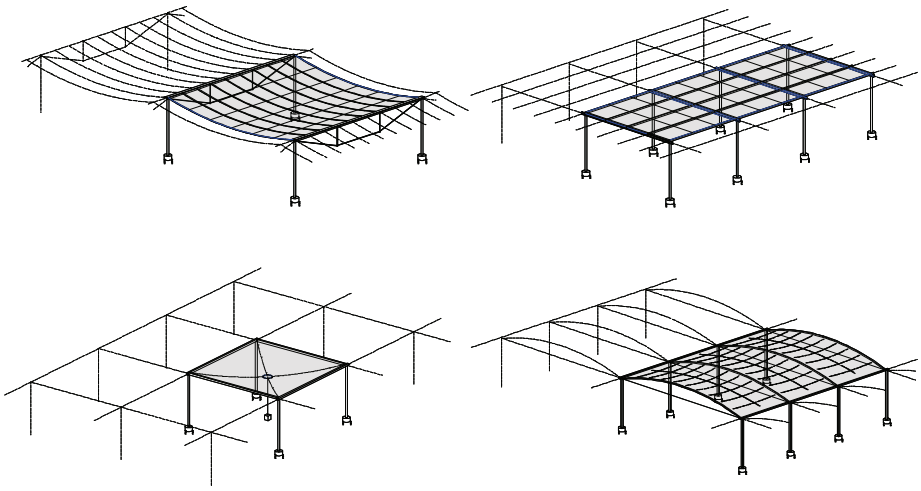


Abbildung 6: *Kollektorvarianten für ein Aufwindkraftwerk*

Die Höhe des Luftkollektors nimmt zum Turm hin zu, so dass einerseits die Strömungsgeschwindigkeit nicht zu sehr ansteigt, um die Reibungsverluste niedrig zu halten, und andererseits die Luft bei minimalen Verlusten in die Vertikale umgelenkt wird. Das transparente Dach ist durchlässig für die Solarstrahlung, aber undurchlässig für die vom durch die Sonne aufgeheizten Kollektorboden emittierte langwellige Wärmestrahlung. Dadurch erwärmt sich der Boden unter dem Dach stark und gibt diese Wärme an die radial von außen zum Turm strömende Luft ab.

Speicher. Wenn eine weniger ausgeprägte Leistungsspitze um die frühe Nachmittagszeit und eine höhere Stromerzeugung am Abend und in der Nacht gewünscht wird, können wassergefüllte Wasserschläuche oder –kissen auf dem Kollektorboden ausgelegt werden, um damit das Wärmespeichervermögen deutlich zu vergrößern (Kreetz 1997).

Die Schläuche werden einmalig zu Beginn mit Wasser gefüllt und bleiben dann verschlossen, so dass kein Wasser verdunsten kann. Die Menge des Wassers in den Schläuchen wird so gewählt, dass sie einer mittleren Wassertiefe von 5 cm bis 20 cm entspricht, je nach gewünschter Leistungscharakteristik (Abbildung 7).

Da bereits bei sehr geringen Wasserströmungsgeschwindigkeiten infolge natürlicher Konvektion der Wärmeübergang zwischen den Schläuchen und dem Wasser wesentlich höher ist als zwischen der strahlungsabsorbierenden Erdboden-Oberfläche und den darunter liegenden Bodenschichten, und da die Wärmekapazität von Wasser rund fünf Mal höher ist als die von Erdboden, speichert das Wasser in den Schläuchen einen Teil der Sonnenwärme und gibt sie erst nachts wieder ab, wenn die Lufttemperaturen im Kollektor niedriger sind. Dadurch ist es möglich, dass die Anlage rund um die Uhr – allein von der Sonne getrieben – arbeitet.

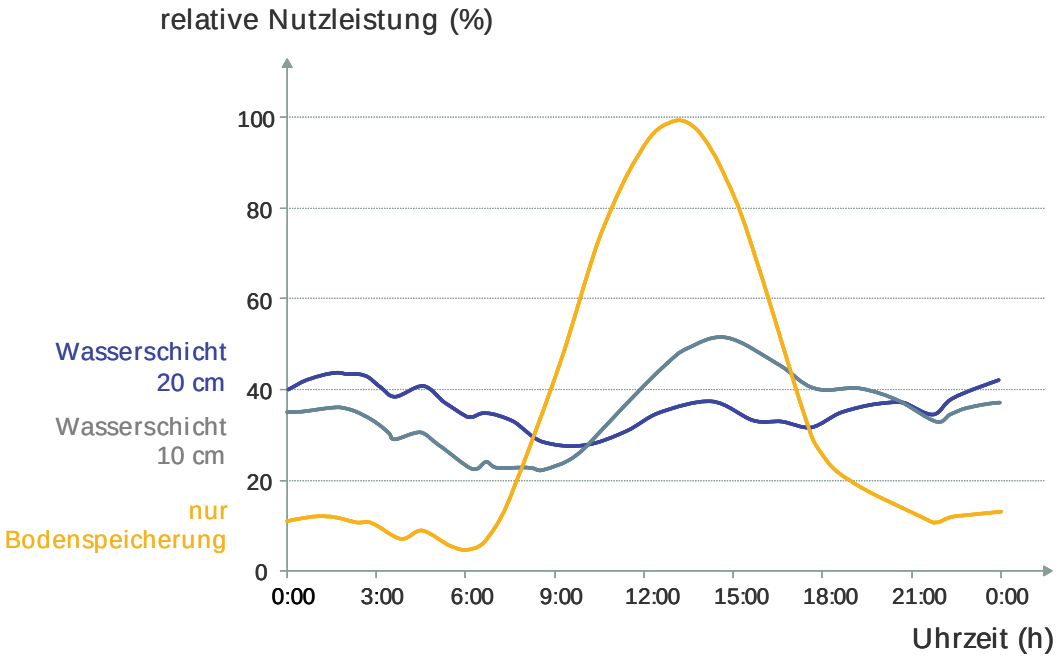


Abbildung 7: *Auswirkung von wärmespeichernden Wasserschläuchen unter dem Kollektordach auf den zeitlichen Verlauf der Strombereitstellung (Simulationsergebnisse).*

Turmröhre. Der Kamin ist die eigentliche Wärmekraftmaschine des Aufwindkraftwerks. Der Auftrieb der im Kollektor erwärmten Luft ist in erster Näherung proportional zur im Kollektor erzielten Temperaturerhöhung ΔT der Luft und der Höhe des Kamins. In einem großen Aufwindkraftwerk erhöht der Kollektor die Temperatur der Außenluft um typischerweise $\Delta T = 35K$. Dadurch entsteht im Kamin eine Aufwindgeschwindigkeit von etwa $v = 15$ m/s.

Türme mit einer Höhe von 1.000 m stellen eine Herausforderung dar, sie können aber heute gebaut werden. Der 1975 fertiggestellte CN Tower in Toronto hat eine Höhe von mehr als 550m, das Hochhaus Burj Dubai ist über 800m hoch. Für ein Aufwindkraftwerk ist lediglich ein einfacher Hohlzylinder erforderlich. Er ist nicht sonderlich schlank, und die Anforderungen sind gegenüber bewohnten Gebäuden deutlich reduziert.

Es gibt verschiedene Techniken, um einen solchen Turm zu bauen: freistehende Stahlbetonröhren, abgespannte Stahlblechröhren oder Kabelnetzbauweisen mit einer Verkleidung aus Blechen oder Membranen. Die Berechnungsverfahren hierfür sind alle bekannt und wurden bereits für Kühltürme verwendet. Es sind also keine Neuentwicklungen erforderlich. Die Untersuchung der unterschiedlichen möglichen Turmbauweisen ergab, dass für praktisch alle in Frage kommenden Standorte die Stahlbetonröhre die langlebigste und kostengünstigste Lösung darstellt.

Technologisch gesehen handelt es sich bei den Kaminen der Aufwindkraftwerke um sehr große Naturzugkühltürme. Die Wandstärke nimmt bei einem 1.000 m Turm von gut 1 m am Fuß auf 0,3 m bei halber Höhe ab und bleibt dann konstant. Derartige dünne Röhren verformen sich unter Windlast zu einem ovalen Querschnitt („ovalisieren“), insbesondere durch die in Abbildung 8 dargestellten Sogflanken (Schlaich, Bergermann & Weinrebe 2004). Dadurch werden die Meridianspannungen sehr hoch. Der resultierende Verlust an Steifigkeit durch Rissbildung im Beton und die Beulgefahr begrenzen die Höhe von Naturzugkühltürmen auf rund 200 m.

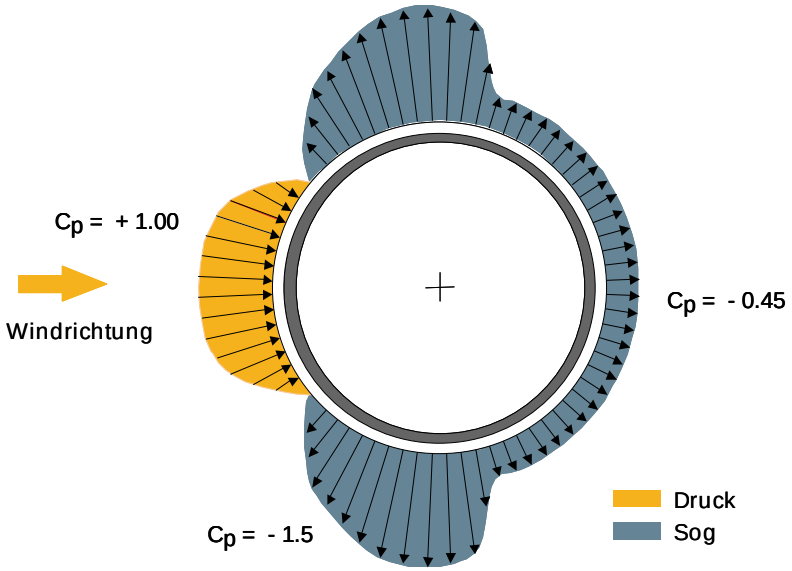


Abbildung 8: *Typische Druck-Sogverteilung bei der Umströmung eines Kreiszylinders.*

Glücklicherweise kann dem Ovalisieren sehr effektiv durch Litzenbündeln in der Form von „liegenden“ Speichenräder entgegengewirkt werden, die sich über den Turmquerschnitt spannen (Schlaich, Bergermann, Schiel, et al. 2004). Diese haben dieselbe aussteifende Wirkung wie Schotte, allerdings bremsen sie den Aufwind nur minimal.

Turbinen. Mit Turbinen kann der Luftströmung mechanische Energie entzogen werden. Die Turbinen eines Aufwindkraftwerks arbeiten nicht geschwindigkeitsgestuft wie ein freilaufender Windenergiekonverter, sondern als ummantelter druckgestufter Windturbogeneratorsatz, bei dem, ähnlich wie bei einem Wasserkraftwerk, der statische Druck abgebaut wird. Die erzielbaren Wirkungsgrade sind höher als bei freifahrenden Windturbinen.

Die Luftgeschwindigkeit vor und hinter der Turbine ist etwa gleich. Die entzogene Leistung ist proportional zum Produkt aus dem Volumenstrom und dem Druckabfall an der Turbine. Im Hinblick auf eine maximale Energieausbeute ist es Ziel der Turbinenregelung, dieses Produkt in allen Betriebszuständen zu maximieren.

Über die Blattverstellung regelt die Turbine den Druckabfall und damit die Luftgeschwindigkeit und den Luftstrom in der Anlage. Stehen die Blätter senkrecht zur Anströmung, dreht sich die Turbine nicht. Stehen die Blätter parallel zur Strömung und lassen den Luftstrom ungestört durch, ist der Druckabfall an der Turbine Null und es wird auch keine elektrische Leistung erzeugt. Zwischen diesen beiden Stellungen gibt es eine optimale Blattstellung.

Im Bereich der mechanischen Auslegung kann in weiten Teilen auf Erfahrungen aus dem Bereich der Wasserkraftwerke und Windkraftanlagen, Kühlturmtechnologie, Windkanalaxialventilatoren und des Betriebs der Anlage in Manzanares zurückgegriffen werden. Wenn auch zunächst eine einzelne Vertikalachsenturbine in der Turmröhre als die naheliegende Lösung erscheint, gehen doch die aktuellen Kostenabschätzungen von einer größeren Anzahl von Horizontalachsenturbinen aus, die am Übergang zwischen Kollektor und Turm konzentrisch um den Turm angeordnet sind. Dadurch können Turbinen üblicher Abmessungen verwendet werden.

Anlagenkonzepte

Für Forschungszwecke wurden bisher mehrere einige wenige Meter große Aufwindkraftmodelle gebaut, u.a. in USA, Südafrika, im Iran und in China, allerdings produzierte nur eine Anlage in Spanien in den 1980er Jahren über mehrere Jahre Elektrizität:

Prototyp bei Manzanares, Spanien. Nach detaillierten theoretischen Voruntersuchungen und umfangreichen Experimenten im Windkanal wurde in den Jahren 1981/82 mit Mitteln des deutschen Bundesministeriums für Forschung und Technologie (BMFT) in Manzanares (ca. 150 km südlich von Madrid) auf einem von dem spanischen Energieversorgungsunternehmen Union Electrica Fenosa zur Verfügung gestellten Gelände eine Experimentieranlage mit 50 kW Spitzenleistung errichtet (Haaf et al. 1983; Haaf 1984; Schlaich 1996).

Ziel dieses Forschungsvorhabens war es, die inzwischen erarbeiteten theoretischen Ansätze messtechnisch zu verifizieren und den Einfluss einzelner Komponenten auf Leistung und Wirkungsgrad des Kraftwerks unter realistischen bautechnischen und meteorologischen Bedingungen zu untersuchen. Hierzu wurde ein Kamin mit 195 m Höhe und 10 m Durchmesser gebaut, umgeben von einem Kollektor mit 240 m Durchmesser. Die Anlage war mit einer umfangreichen Messdatenerfassung ausgerüstet. Über 180 Sensoren registrierten im Sekundenrhythmus das gesamte Anlagenverhalten. Die Hauptabmessungen und technischen Daten der Anlage sind in Tabelle 1 aufgeführt.

Tabelle 1:*Hauptabmessungen und technische Daten des Prototyps in Manzanares.*

Turmhöhe:	194,6 m
Turmradius:	5,08 m
mittlerer Kollektorradius:	122,0 m
mittlere Dachhöhe:	1,85 m
Anzahl Turbinenblätter:	4
Turbinenblattprofil:	FX W-151-A
Schnelllaufzahl:	10
Betriebsarten:	Inselbetrieb oder Netzbetrieb
typischer Temperaturanstieg im Kollektor:	$\Delta T = 20$ K
Nennleistung:	50 kW
Kunststoffmembran-Kollektor-Fläche:	40’000 m²
Glasdach-Kollektor-Fläche:	6’000 m²

Der Prototyp in Manzanares war für eine Versuchsdauer von etwa 3 Jahren ausgelegt und sollte danach wieder beseitigt werden. Deshalb wurde sein Kamin als abgespannte Trapezblechröhre konzipiert, die nach Beendigung des Experiments wiederverwertbar sein sollte. Die Blechstärke betrug nur 1,25 mm. Die Röhre lagerte 10 m über Grund auf einem Ring, der so von acht dünnen Rohrstützen unterstützt war, dass die warme Luft am Kaminfuß fast ungestört einströmen konnte. Als strömungsgünstig geformter Übergang zwischen dem Vordach und dem Kamin diente ein vorgespannter Membranmantel aus kunststoffbeschichtetem Gewebe.

Der Kamin war in der Höhe vierfach und in drei Richtungen mit preisgünstigen dünnen Stahlstangen zu Fundamenten hin abgespannt. Die für solche Bauweisen sonst üblichen Abspannseile oder gar eine frei stehende Betonröhre waren in dem vorgegebenen Kostenrahmen nicht unterzubringen.

Natürlich kommt für ein großes, auf lange Lebensdauer ausgelegtes Aufwindkraftwerk diese bewusst temporäre Bauweise nicht in Frage. Unter realistischen Bedingungen wird der Kamin in aller Regel aus Stahlbeton hergestellt werden.

Das Kollektordach eines Aufwindkraftwerks muss nicht nur transparent sein, es muss auch langlebig und dabei kostengünstig sein. Verschiedene Kunststofffolien und Glas wurden für den Kollektor ausgewählt, um experimentell zu ermitteln, welches Material am besten und langfristig am kostengünstigsten ist. Glas widerstand auch schweren Stürmen während vieler Jahre ohne Schäden und erwies sich als selbstreinigend; gelegentliche Regenschauer reichen aus.

Die Investitionskosten für einen Folienkollektor sind niedriger als für einen Glaskollektor; allerdings versprödeten in Manzanares die Membranen im Lauf der Zeit und neigten zur Rissbildung. Mittlerweile gibt es haltbarere Kunststoffe, die Folien- und Kunststoffkollektoren wieder zu einer echten Alternative machen.

Nach dem Abschluss der Bauphase 1982 begann die Experimentierphase, deren Zielsetzung es war, das Funktionsprinzip des Aufwindkraftwerks zu demonstrieren. Die Ziele waren im Einzelnen (1) Daten über den Wirkungsgrad der neu entwickelten Technologie zu erhalten, (2) den vollautomatischen Kraftwerksbetrieb bei hoher Zuverlässigkeit zu demonstrieren und (3) das Betriebsverhalten und die physikalischen Zusammenhänge basierend auf Langzeit-Messreihen aufzuzeichnen und zu analysieren.

In Abbildung 9 sind die wesentlichen Betriebsdaten, d. h. Solarstrahlung, Aufwindgeschwindigkeit und elektrische Leistung, für einen typischen Tag dargestellt. Auf zwei Dinge soll hier hingewiesen werden: Erstens, dass für diese kleine Anlage ohne zusätzlichen thermischen Speicher die elektrische Leistung während des Tages eng mit der Solarstrahlung korreliert (Abbildung 10), und zweitens, dass dennoch während der Nacht ein Auftrieb herrscht, der zur Stromerzeugung während einiger Nachtstunden genutzt werden kann (Abbildung9).

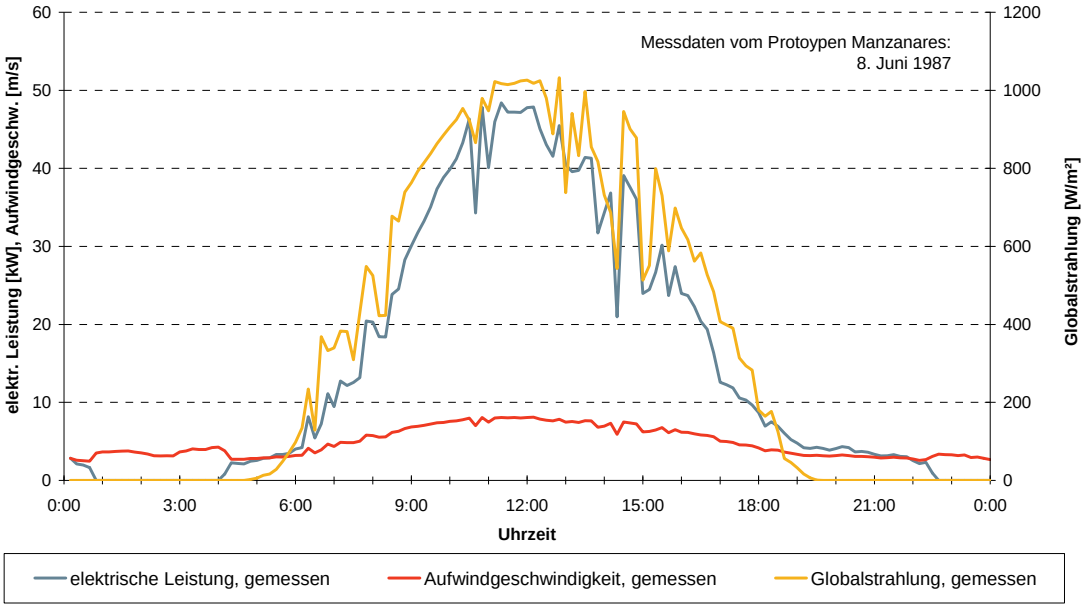


Abbildung 9: *Messergebnisse aus Manzanares: Aufwindgeschwindigkeit und elektrische Leistung für einen typischen Tag.*

Simulationsrechnungen für Großanlagen zeigen, dass mit zunehmender Anlagen- und damit Kollektorgrößen auch dieser Effekt zunimmt.

1987 war die Anlage für insgesamt 3'197 Stunden in Betrieb, was einer mittleren täglichen Betriebszeit von 8,8 h entspricht. Sobald die Strömungsgeschwindigkeit einen bestimmten Wert, typischerweise 2,5 m/s überschritt, startete die Anlage automatisch und synchronisierte sich mit dem Stromnetz.

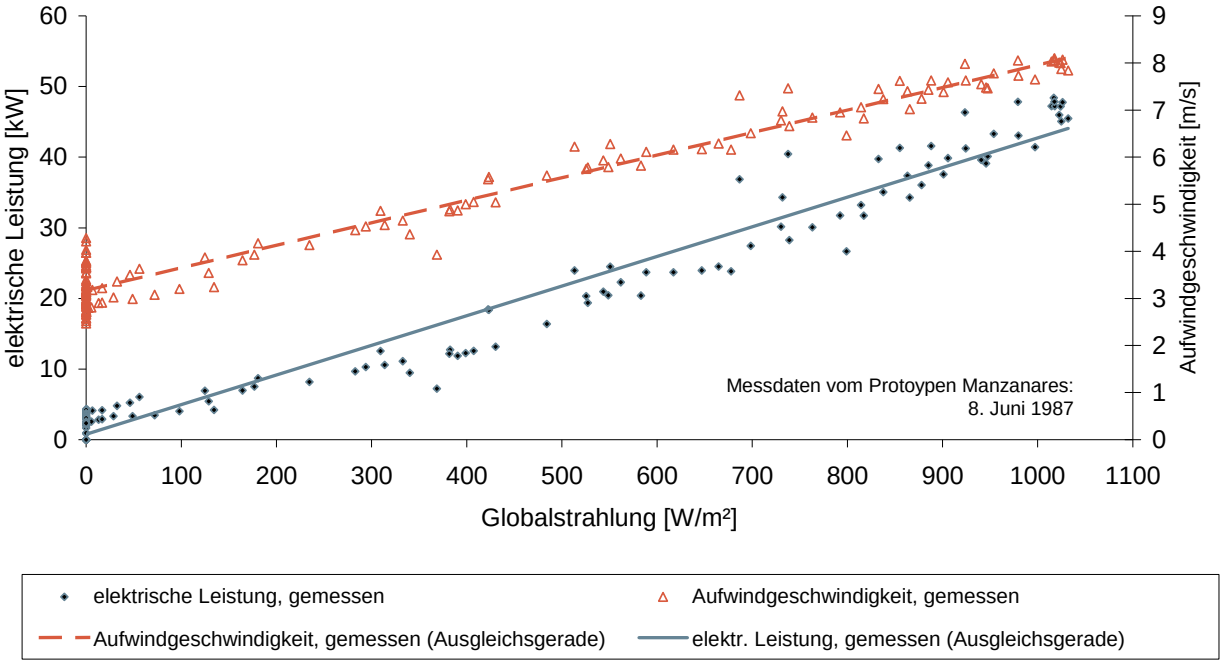


Abbildung 10: *Zusammenhang zwischen Solarstrahlung und Leistung für den Prototypen in Manzanares.*

Große Aufwindkraftwerke. Trotz großer Unterschiede zwischen der Pilotanlage in Manzanares und z. B. der für Australien projektierten 200 MW-Anlage hinsichtlich Fläche und Volumen sind dennoch die thermodynamischen Kenngrößen in beiden Fällen erstaunlich ähnlich: Zieht man den Temperaturanstieg und die Strömungsgeschwindigkeit im Kollektor als Beispiel heran, so ergeben sich für Manzanares ein gemessener Temperaturanstieg von bis zu 17 K und eine Windgeschwindigkeit von bis zu 12 m/s, während die berechneten Durchschnittswerte für eine 200 MW-Anlage 18 K bzw. 11 m/s betragen.

Deshalb werden Messergebnisse aus Manzanares und Aufwindkraftwerk-Simulationsprogramme (Weinrebe 2000) herangezogen, um Großanlagen mit Ausgangsleistungen bis 200 MW auszulegen. In Abbildung 11 sind die Ergebnisse einer derartigen Simulationsrechnung dargestellt. Zu sehen ist für jede Jahreszeit ein Zeitraum von vier Tagen. Diese Anlage mit zusätzlichem Wärmespeicher arbeitet rund um die Uhr, wenn auch bei reduzierter Ausgangsleistung in der Nacht, insbesondere im Winter.

Trotz verschiedener Projektentwicklungen für große Aufwindkraftwerke u.a. in Indien, Australien und Spanien wurde bisher keine kommerzielle Anlage realisiert, denn es gilt das allgemeine Dilemma des ersten Aufwindkraftwerks: Nur eine große Anlage kann wirklich wirtschaftlich arbeiten. Doch ohne den Zwischenschritt einer „kleineren“ Anlage im Megawatt-Maßstab wird das technische Risiko von Investoren so hoch eingeschätzt, dass sich nur schwer eine akzeptable Finanzierung findet.

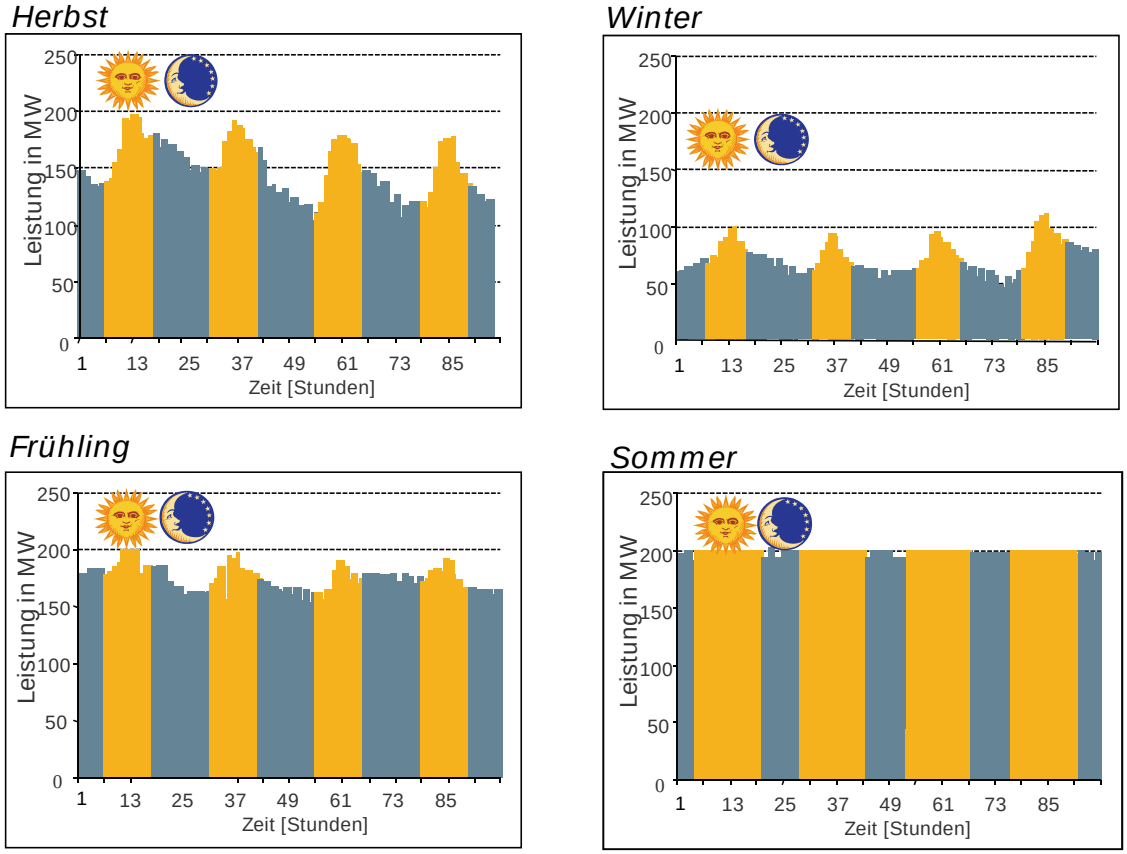


Abbildung 11: *Simulationsergebnisse für die Strombereitstellung eines 200 MW Aufwindkraftwerks zur Spitzenlast-Strombereitstellung mit zusätzlichem thermischen Speicher. Es handelt sich um einen Standort mit sehr ausgeprägten Jahreszeiten.*

Ökonomische Analyse

Referenzanlagen. Der Energieertrag eines Aufwindkraftwerks ist proportional zur Globalstrahlung, der Kollektorfläche und der Turmhöhe. Es gibt kein physikalisches Optimum. Die optimalen Abmessungen können nur errechnet werden, wenn spezifische Komponentenkosten (Kollektor, Turm, Turbine) sowie die Landkosten für den jeweiligen Standort bekannt sind. So können also Anlagen unterschiedlicher Abmessungen für unterschiedliche Standorte gebaut werden – jeweils zu minimalen Kosten: Ist die Kollektorfläche billig und Stahlbeton teuer, dann wird man einen großen Kollektor und einen vergleichsweise kleinen Turm bauen, und wenn der Kollektor teuer ist, wird man einen kleineren Kollektor und einen großen Turm bauen.

Tabelle 2 gibt einen Überblick über die typischen Abmessungen von Aufwindkraftwerken. Die Zahlen basieren auf international üblichen Material- und Baukosten. Die Kosten für ungelernte Arbeitskräfte sind mit 5 €/h angesetzt.

Tabelle 2: *Typische Abmessungen und Strombereitstellung ausgewählter Aufwindkraftwerke für den Referenzstandort mit einer jährlichen Globalstrahlungssumme von 2300 kWh/m².*

Nennleistung	MW	5	30	50	100	200
Turmhöhe	m	550	750	750	1'000	1'000
Turmdurchmesser	m	45	70	90	110	120
Kollektordurchmesser	m	1'250	2'950	3750	4'300	7'000
Strombereitstellung	GWh/a	14	87	153	320	680

Investitionskosten. Basierend auf spezifischen Kosten und den Abmessungen aus Tabelle 2 wurden die Investitionskosten ermittelt (Tabelle 3).

Tabelle 3: *Investitions- und Stromgestehungskosten.*

Nennleistung	**MW**	**5**	**30**	**50**	**100**	**200**
Turmkosten	Mio. €	23	56	72	176	192
Kollektorkosten	Mio. €	14	72	117	156	390
Turbinenkosten	Mio. €	9	37	56	83	146
Engineering, Tests, Versch.	Mio. €	5	21	32	50	53
Summe	**Mio. €**	**51**	**186**	**277**	**465**	**781**
Annuität auf Investitionskosten	Mio. €/a	3,6	13,2	19,6	33,0	55,4
Betriebs- und Wartungskosten	Mio. €/a	0,3	0,9	1,4	2,1	3,2
Stromgestehungskosten	**€/kWh**	**0,29**	**0,16**	**0,14**	**0,11**	**0,09**
Stromgestehungskosten nach 25 Jahren	€/kWh	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01

Betriebskosten. Die jährlichen Betriebskosten wurden anhand von anzusetzenden Lohnkosten und Ersatzteilkosten für die Kollektoreindeckung angesetzt. Die Betriebskosten liegen ähnlich wie bei Wasserkraftwerken vergleichsweise niedrig, denn die Turbinen sind die einzigen beweglichen Teile. Es gibt keine hohen Drücken oder Temperaturen ausgesetzten Komponenten. Der Großteil des Kraftwerks ist ein langlebiges Bauwerk.

Stromgestehungskosten. Zusammen mit den errechneten Jahresenergieerträgen aus Simulationsrechnungen können damit die Stromgestehungskosten errechnet werden. Für die Rechnung wurde ein Zinssatz von 5% und eine Abschreibungsdauer von 25 Jahren angenommen. Aus Tabelle 3 geht hervor, dass die Stromgestehungskosten mit

zunehmender Anlagengröße signifikant abnehmen, von 0,29 €/kWh für das 5 MW-Aufwindkraftwerk auf 0,09 €/kWh für die 200 MW-Anlage. Deutlich wird auch das „goldene Ende des Projekts“, dargestellt in der letzten Zeile, denn ganz ähnlich wie bei Wasserkraftanlagen sind die Stromgestehungskosten, sobald die Anlage nach 25 Jahren bezahlt ist, durch die niedrigen Betriebskosten minimal.

Ausblick

Derzeit versuchen die Entwickler der Aufwindkraftwerktechnologie gemeinsam mit Partnern eine Anlage mittlerer Größe von etwa 30 bis 50 MW an einem Standort mit besonders günstigen Rand–bedingungen zu realisieren. Der Vorteil dieses Ansatzes ist es, dass die Stromgestehungskosten eines solchen Kraftwerks zwar deutlich über denen einer 100 MW oder 200 MW-Anlage liegen, aber die erforderliche Investition – und damit das finanzielle Risiko – auch deutlich kleiner ist. Darüber hinaus besitzt ein Aufwindkraftwerk mittlerer Größe weitere Vorteile: Es ist wesentlich einfacher, einen geeigneten Standort zu finden, die Baubarkeit des Turms wird auch von Laien nicht in Frage gestellt, da es Bauwerke entsprechender Größe bereits gibt, und der prozentuale Beitrag, den zusätzliche Einkommensquellen wie Tourismus und Namensrechte zumindest bei einer Erstanlage liefern können, ist deutlich höher.

Unabhängig davon bleibt das längerfristige Ziel der Bau von großen Kraftwerken mit Leistungen im 200-MW-Bereich, denn mit diesen wird, unabhängig von staatlichen Subventionen, eine umweltverträgliche und gleichzeitig wirtschaftliche Strombereitstellung möglich sein.

Diese Herausforderung gilt es nun zu meistern. Ist erst einmal ein Aufwindkraftwerk erbaut und erfolgreich in Betrieb, dürften sehr schnell weitere Anlagen entstehen, denn sie bieten wichtige Vorteile wie die Tatsache, dass der Betrieb keinen Wasserverbrauch wie bei (solarthermischen) Kraftwerken mit Dampfkreislauf bedingt, und dass der Erdboden unter dem Kollektor immer als natürlicher Energiespeicher wirkt. Darüber hinaus bedeutet ihr Bau größtenteils keinen Ressourcen*verbrauch*, sondern lediglich eine Ressourcen*bindung* (Schlaich, Bergermann, Schiel, et al. 2004). Aufwindkraftwerke bestehen im Wesentlichen aus Beton und Glas, das ist Sand und (selbsterzeugte) Energie. Sie können sich also in Wüsten zu einem großen Teil selbst reproduzieren – eine wahrhaft nachhaltige Energiequelle.

Literatur

Gannon, A.J. & von Backström, T.W., 2000. Solar Chimney Cycle Analysis with system Loss and Solar Collector Performance. In *Proceedings of Solar 2000: Solar Powers Life, Share the Energy*. Solar 2000. Madison, Wisconsin, USA: ASME.

Günther, H., 1931. *In hundert Jahren - – Die künftige Energieversorgung der Welt* Kosmos, Gesellschaft der Naturfreunde., Stuttgart: Frankh’sche Verlagshandlung.

Haaf, W., 1984. Solar Chimneys, Part I: Principle and Construction of the Pilot Plant in Manzanares. *Solar Energy*, 2, pp.141-146.

Haaf, W. et al., 1983. Solar Chimneys, Part I: Principle and Construction of the Pilot Plant in Manzanares. *Solar Energy*, 2, pp.3-20.

Kreetz, H., 1997. *Theoretische Untersuchungen und Auslegung eines temporären Wasserspeichers für das Aufwindkraftwerk*. TU Berlin.

dos Santos Bernardes, M.A., Voss, A. & Weinrebe, G., 2003. Thermal and Technical Analyses of Solar Chimneys. *Solar Energy Journal*, 75(6), pp.511-524.

Schlaich, J., 1996. *The Solar Chimney. Electricity from the Sun* illustrated edition., Stuttgart: Edition Axel Menges.

Schlaich, J., Bergermann, R. & Weinrebe, G., 2004. Sustainable Electricity Generation with Solar Updraft Towers. *Structural Engineering International*, 3, pp.225-229.

Schlaich, J., Bergermann, R., Schiel, W., et al., 2004. *The Solar Updraft Tower - An Affordable and Inexhaustible Global Source of Energy*, Berlin: Bauwerk Verlag.

Weinrebe, G., 2000. Solar Chimney Simulation. In *SolarPACES Solar Power Plant Simulation Workshop*. IEA SolarPACES Task III Simulation of Solar Thermal Power Systems Workshop. Cologne: IEA.

Dr. Gerhard Weinrebe
Schlaich Bergermann Solar
Schwabstr. 43
D-70197 Stuttgart
Tel. +49 711 64871-0,
g.weinrebe@sbp.de

Impressum:

Deutsche Physikalische Gesellschaft e.V.
Hauptstraße 5, D-53604 Bad Honnef
Tel. 02224-9232-0, Fax 02224-9232-50
dpg@dpg-physik.de
www.dpg-physik.de
www.weltderphysik.de

Berliner Geschäftsstelle:
Magnus-Haus
Am Kupfergraben 7, D-10117 Berlin
Tel. 030-201748-0, Fax 030-201748-50
magnus@dpg-physik.de

Pressekontakt:
presse@dpg-physik.de
http://presse.dpg-physik.de

Diese Publikation ist im Internet erhältlich unter
http://www.dpg-physik.de

Für den Inhalt der Beiträge verantwortlich sind die jeweiligen Autoren, bei denen auch die Rechte liegen.

Herausgeber, Redaktion und Layout:
Prof. Dr. Hardo Bruhns für den Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft e.V.

Die im Text abgedruckten Zahlen und statistischen Angaben wurden mit Sorgfalt ermittelt. Es wird um Verständnis dafür gebeten, dass eine Gewähr für diese Angaben nicht übernommen werden kann.

Die Grafik des Titelblatts wurde unter Verwendung von Abbildungen aus den Beiträgen von R. Wolf, G. Weinrebe und A. Balducci mit freundlicher Genehmigung der Autoren gestaltet.

Layout und Redaktion: Hardo Bruhns

Die Verantwortung und Rechte für die Beiträge liegen bei den Autoren.

Deutsche Physikalische Gesellschaft e. V.
Geschäftsstelle
Hauptstr. 5
53604 Bad Honnef
Telefon: 0 22 24 / 92 32 - 0
Fax: 0 22 24 / 92 32 - 50
E-Mail: dpg@dpg-physik.de
Internet: www.dpg-physik.de
www.weltderphysik.de