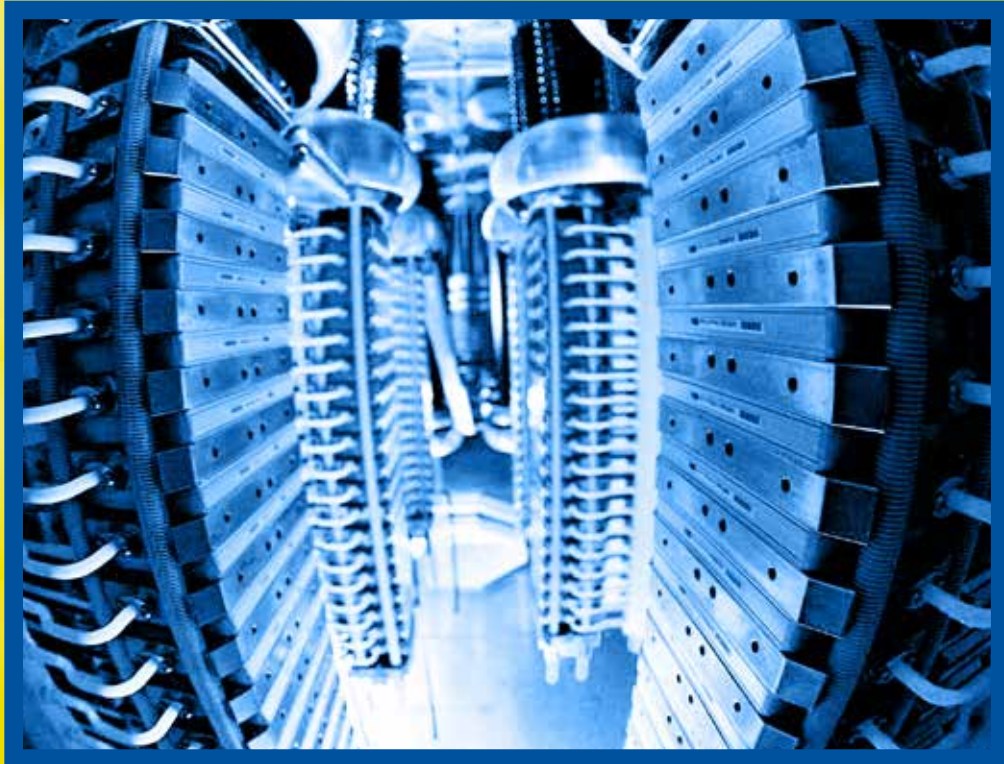




Energie

Technologien für die Zukunft

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Bonn 2010

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Energie

Technologien für die Zukunft

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Bonn 2010

Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Bad Honnef, April 2011

Frühjahrstagung des Arbeitskreises Energie
in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft
Bonn, 15. und 16. März 2010

Hauptvorträge

Inhaltsverzeichnis

Einleitung.....	5
Übersicht über die Fachsitzungen.....	7
Abstracts	8
Energieeffizienz in der Informationstechnologie (vorgetragen von W. Gnettner).....	18
ITER, the Decisive Step towards Fusion Energy (vorgetragen von G. Janeschitz)	29
The Physics Base for ITER and DEMO (vorgetragen von H. Zohm).....	44
Neue Reaktorenkonzepte für die Kernspaltung, Entwicklungen von AREVA (vorgetragen von W. Dams).....	55
Brennstoffzellen für mobile Anwendungen – Wo stehen wir auf diesem Weg? (vorgetragen von D. Stolten)	67
Elektrische Energiespeicher (vorgetragen von M. Rzepka)	77
Strom aus solarthermischen Kraftwerken im Sonnengürtel (vorgetragen von R. Pitz-Paal)	90
Stromtransport: Erfordernisse und Lösungen für ein europäisches Verbundnetz unter Nutzung solaren Stroms aus Nordafrika (vorgetragen von T. Benz)	97
Intelligente Stromnetze - Perspektiven und Potenziale (vorgetragen von F. Schulte)	108
Geothermische Stromerzeugung - Vom Reservoir bis zur Turbine (vorgetragen von E. Huenges).....	114
Energie aus Biomasse – Perspektiven für Europa (vorgetragen von D. Thrän).....	126
Thermodynamisch optimiertes Heizen und Kraft-Wärme-Kopplung (vorgetragen von G. Luther).....	137

Der vorliegende Band fasst schriftliche Ausarbeitungen der Hauptvorträge der AKE Tagung des Jahres 2010 in Bonn zusammen. Leider ist es nicht gelungen, von allen Vortragenden Manuskripte zu erhalten. Die Präsentationsfolien aller Hauptvorträge können auf der Webseite des Arbeitskreises über:

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

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

Düsseldorf, im Dezember 2010

Hardo Bruhns

Einleitung

Das Programm des Arbeitskreises Energie betrachtet die klima- und umweltfreundliche Bereitstellung und Nutzung von Energie. Dabei wurden für die Frühjahrstagung anlässlich der Jahreshaupttagung der Deutschen Physikalischen Gesellschaft (DPG) in Bonn vom 15. - 16. März 2010 insbesondere solche Themen aufgegriffen, die im Vorjahr nicht oder nur in knapper Form behandelt wurden oder die von besonderer Aktualität in der öffentlichen Diskussion sind.

Drei Sitzungen befassten sich mit erneuerbaren Energien. Bei der Photovoltaik werden die Perspektiven der Silizium- und Dünnschicht-Technologien diskutiert und die im Vorjahr herausgestellten organischen und Farbstoffsysteme in einem Kurzvortrag behandelt. Solarthermische Stromerzeugung im Sonnengürtel wird einschließlich thermischer Energiespeicherung (dies in einem Kurzvortrag, der gemeinsam mit der jDPG organisiert wurde) angesprochen. Energie aus Biomasse wird mit Blick auf ihr Potenzial im europäischen Rahmen betrachtet. Interessante Themen, die im vergangenen Jahr zu kurz kamen, sind die Geothermie – sie wird sowohl in Hinblick auf Stromerzeugung als auch auf Kühlen und Heizen diskutiert - und Meeresenergiesysteme.

Bei der Sitzung zur Kernspaltungsenergie stehen neue Entwicklungen bis hin zur „Generation IV“ zur Debatte. In der Kernfusionssitzung werden mit ITER der Schritt zu einem brennenden Fusionsplasma mit magnetischem Einschluss, die plasmaphysikalische Extrapolation hin zum Fusionsreaktor sowie Materialfragen und in einem Kurzvortrag Neutronenexperimente angesprochen. In der Trägheitsfusion werden vor dem Hintergrund der Inbetriebnahme der US-Anlage NIF aber auch anderer Entwicklungen aktuelle Perspektiven diskutiert.

Zwischen Erzeugung und Nutzung von Elektrizität stehen die Netze, deren Entwicklung hin einerseits bezüglich der für einen großräumigen Stromtransport erforderlichen Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung andererseits hinsichtlich der Entwicklung hin zu intelligenten Systemen, die Stromangebot, -verbrauch und -speicherung auf neuartige Weise effizient und bedarfsangepasst zu verbinden versprechen, behandelt wird. Dabei werden auch die in der aktuellen Diskussion zitierten Speichermöglichkeiten für Elektrizität analysiert.

Energieeinsparung auf der Verbrauchsseite ist ein Thema von außerordentlicher Wichtigkeit. In der Sitzung zu Energieeffizienz werden zwei spezielle Aspekte angesprochen, nämlich dem Blick auf neue Beleuchtungsmittel sowie Verbrauchsminimierung bei der Informationstechnologie. Ergänzt wird dies durch Kurzvorträge mit Analysen eines städtischen Energiesystems und des Verhaltens von Energienutzern. Die Sitzung zur Mobilität behandelt Brennstoffzellen und Elektromobilität. Angesichts der großen Bedeutung der Gebäudeheizung für den privaten Endenergieverbrauch wird deren thermodynamische Optimierung betrachtet und abschließend die Zweckmäßigkeit von Kraft-Wärme-Kopplung diskutiert.

Die Vorträge der Tagung des Arbeitskreises Energie fanden reges Interesse; an den Sitzungen nahmen bis zu 350 Hörer teil. Einige Worte zu den jeweiligen Hauptvorträgen mögen einen Eindruck von der Vielfalt der Energiethematik vermitteln:

- Die Herausforderungen von ITER, dessen Bau in Cadarache begonnen hat, zeigte G. Janeschitz (ITER IO) auf.

- H. Zohm (IPP-MPG) beleuchtete kritische physikalische Aspekte auf dem Weg zum Demonstrationsreaktor, insbesondere die Plasma-Wand-Wechselwirkung.
- B. Unterberg (FZ Jülich) erläuterte die neuartigen Anforderungen, die Fusionsreaktoren an hochwärmefeste Materialien für die Erste Wand und niedrig aktivierbare Stähle für die mechanische Struktur stellen und zeigte die Fortschritte bei ihrer Entwicklung auf.
- Zur Laserfusion berichtete M. Roth (GSI) über in diesem Jahr erwartete Zündexperimente der US National Ignition Facility. Er betonte, dass die bisher ungekannte Flexibilität der Laserpulsgestaltung auch in kleineren Anlagen neue Möglichkeiten eröffnet.
- U. Rau (FZJ) erläuterte die Aspekte der Materialforschung für Dünnschicht-Photovoltaikzellen, die erhebliche Zuwächse auf den internationalen Märkten erzielen.
- R. Brendel (ISFH) zeigte die Komplexität der Physik und Technologie der siliziumbasierten Photovoltaik auf und hoben vielfältige Optimierungsansätze hervor, von denen er erwartet, dass sie die Realisierung von weiteren Kostenreduktionen unterstützen.
- K. Heuser (Osram OS) stellte neuartige Anwendungs- und Gestaltungsmöglichkeiten mit hocheffizienten OLED- Flächenstrahler vor.
- D. Stolten (FZJ) beleuchtete Fortschritte der Brennstoffzellenentwicklung, die den allgemeinen mobilen Einsatz in greifbare Nähe rücken.
- Gleiches berichtete G. Hörpel (U. Münster) über die Perspektive für erfolgreiche Weiterentwicklungen der Lithium-Ionen-Batterie für Elektrofahrzeuge.
- M. Rzepka (ZAE Bayern) betonte, dass für den geplanten Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien die gegenwärtig bekannten Optionen für Langzeitstromspeicherung im nationalen Maßstab nicht ausreichen.
- F. Schulte (RWE) wies auf Probleme für Netzstabilität und -regelung hin, die neue Wege der Lastbeeinflussung und Stromspeicherung mit Informationskopplung zwischen Erzeuger, Netzbetreiber und Verbraucher erforderlich machen, ggf. auch mit einer gewissen Pufferwirkung durch dezentrale Stromspeicherung in Fahrzeugbatterien. Er erwartet, dass ein flexibles Verbraucherverhalten durchaus mit entscheidend für ein zukünftiges optimiertes Stromerzeugungs-, verteilungs- und verbrauchssystem sein wird.
- Auf die Bedeutung des europäischen und mediterranen Kontextes für unsere Energieversorgung wies R. Pitz-Paal (DLR) hin. Er erläuterte Perspektiven für großtechnische solarthermische Stromerzeugung im Sonnengürtel der Erde, die 12-24h-Betrieb durch vergleichsweise einfache Wärmespeicherung oder ggf. Beifeuerung erreichen können.
- Th. Benz (ABB) gab einen Überblick über die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung und zeigte nachdrücklich, dass Solarstromübertragung aus Nordafrika nach Europa nach dem Stand der Technik wirtschaftlich möglich ist, wobei weitere Verbesserungen der Technologie in Entwicklung sind. Ein Problem wird der Ausbau bestehender bzw. die Realisierung neuer Stromtrassen sein.
- Häufig vernachlässigt wird die Geothermie. Sie sollte, gekoppelt mit Wärmepumpen, eine zunehmend nützliche Rolle für Gebäudeheizung und -kühlung spielen (H. Rüter, HarbourDome).

- Global hat auch geothermale Stromgewinnung aus tiefen Aquiferen bzw. trockenem Heißgestein ein bedeutendes Potenzial. E. Huenges, GFZ Potsdam erläuterte die technologischen Erfordernisse und das Potential auf.
- Energie aus Biomasse spielt eine wichtige und weltweit wachsende Rolle. In einem umfassenden Überblick zeigte D. Trhán (DBFZ Leipzig) Möglichkeiten mit anderen Anforderungen - insbesondere der Lebensmittelerzeugung - verträglicher Nutzung der Ressourcen auf, die für Nachhaltigkeit und Akzeptanz entscheidend sein wird.
- J. Bard (FHG IWES Kassel) erläuterte das weltweit große Potential zur Nutzung der Meeresenergie, an dem allerdings deutsche Gewässer kaum Anteil haben.
- G. Luther (U. Saarbrücken) beschrieb die Problematik Technologie-spezifischer (statt an Einsparungszielen orientierter) Subventionen am Beispiel der Kraft-Wärme-Kopplung, die keineswegs die einzige und immer beste Variante für Gebäudeheizung und Strombereitstellung ist - insbesondere auch in Hinblick auf den zurückgehenden Wärmebedarf bei der steigenden Anzahl gut wärmegeämmter Gebäude.

Übersicht über die Fachsitzungen

AKE 1	Erneuerbare Energien I: Photovoltaik
AKE 2	Energieeffizienz: Beleuchtung und Informationstechnologie
AKE 3	Kernfusion
AKE 4	Elektromobilität und Elektrische Energiespeicher
AKE 5	Kernspaltung
AKE 6	Erneuerbare Energien II: Solarthermie und Hochspannungs- Gleichstrom-Übertragung
AKE 7	Intelligente Stromnetze, Bedarfsanalyse und Nutzerverhalten
AKE 8	Erneuerbare Energien III: Geothermie, Biomasse und Meeresenergie
AKE 9	Gebäudeheizung und Kraft-Wärme-Kopplung

Abstracts

aller Vorträge der Bonner Tagung 2010 des Arbeitskreises Energie¹

Materialforschung für Dünnschicht-Photovoltaik- Status und neue Entwicklungen

*Uwe Rau — Forschungszentrum Jülich

Dünnschichtsolarzellen aus CdTe, CuInSe₂ und amorphem/mikrokristallinem Silizium als Absorbermaterialien bilden die Basis einer neuen, aufstrebenden photovoltaischen Technologie. Diese Solarzellen sind komplexe Schichtsysteme mit bis zu zehn Einzelschichten, von denen jede ein oder mehrere wichtige elektronische und/oder optische Funktionen für das Bauelement erfüllt. Technologische Verbesserungen erfordern ein genaues Verständnis der Anforderungen, die durch diese Funktionalitäten definiert werden, sowie der physikalischen Eigenschaften aller Schichten und Grenzflächen. Der Vortrag beschreibt ausgehend von der grundlegenden Funktionsweise dieser Dünnschichtsolarzellen an einzelnen Beispielen den wissenschaftlichen und technologischen Fortschritt sowie die Perspektiven für künftige Forschung in der Dünnschichtphotovoltaik.

Entwicklungsoptionen für die Photovoltaik mit kristallinem Silicium

*Rolf Brendel — Institut für Solarenergieforschung

Hameln (ISFH), Am Ohrberg 1, D-31860 Emmerthal, Germany

Die photovoltaische Wandlung von Strahlungsleistung in elektrische Leistung erfolgt in den drei Schritten Absorption des Lichtes, Transport der Ladungen durch den Halbleiter und Wandlung der (elektro-) chemischen Energie der Ladungsträger in ein elektrisches Potential an selektiven Membranen. Jeder dieser Schritte bringt Verluste mit sich, die für einen möglichst hohen Wirkungsgrad minimiert werden müssen. Eine theoretisch optimierte Solarzellenstruktur muss aber auch kostengünstig und massenhaft herstellbar sein. Verbesserte Herstellungsprozesse mit höherem Durchsatz waren in der Vergangenheit der wichtigste Grund für die bisherige Kostenreduktion der Standard-Siebdrucksolarzellen. Der Vortrag erläutert den Stand der Entwicklung und zeigt aktuelle und zukünftige Entwicklungsoptionen für die Massenfertigung von Solarzellen mit minimierten Verlusten auf. Zu diesen Optionen zählen das Verwenden von monokristallinem n-Typ Si statt polykristallinem p-Typ Si, hochohmigere Emitter und Heterojunctions, punktförmige statt ganzflächiger Kontakte, verbesserte Oberflächenpassivierungen, der Einsatz neuer Methoden zur Herstellung ultradünner Si-Schichten für die Reduktion von Transport- und Rekombinationsverlusten sowie neue Modultechnologien.

Organic solar cells based on small molecules

*Jan Meiss, David Wynands, Christiane Falkenberg, Ronny Timmreck, Roland Gresser, Steffen Pfützner, Karl Leo, and Moritz Riede — Institut für angewandte Photophysik, TU Dresden

In recent years, organic solar cells (OSCs) have attracted considerable interest from both the research community and industry. Currently, several start-ups are working on the commercialisation of this type of photovoltaic technology. Advantages of OSCs are low

¹ Vortragende sind mit einem * bezeichnet.

material and energy consumption during production, allowing for light-weight, large area, and flexible modules. Yet, there are still open questions on the fundamental physics, e.g. the process of free charge carrier generation; furthermore, device lifetime and power conversion efficiency have to be improved. One very promising approach for OSCs uses thermal evaporation of small molecules in vacuum to create organic stacks in the p-i-n architecture, i.e. an intrinsic absorber layer sandwiched between p- and n-doped transport layers. Vacuum deposition of the various layers in the OSC enables an easy stacking of many layers, which is essential for tandem solar cells. The controlled doping allows for an active control of the Fermi level in the doped layers, increases conductivity of transport layers by orders of magnitude, and creates ohmic contacts to the electrodes. Standard absorber materials are metal-phthalocyanines and C60 as electron donor and acceptor, respectively. Furthermore, there is a growing number of new materials. Material and device optimization have recently lead to certified efficiencies of more than 6% on a device area exceeding 1cm² with promising device lifetimes.

Ästhetisches und energiesparendes Licht - wohin geht die OLED Entwicklung?

*Karsten Heuser — OSRAM Opto Semiconductors GmbH, Leibnizstr. 4, 93055 Regensburg

Der Klimawandel ist längst ein globales Thema, das alle Lebensbereiche umfasst und einen schonenden Umgang mit Ressourcen verlangt. LEDs leisten heute bereits als neue, energiesparende Lichtquellen ihren Anteil an der Allgemeinbeleuchtung. Die neuesten Entwicklungen hin zu Energieeinsparung, die Lichtqualität und Design miteinander vereinen, werden am Beispiel der OLED-Lichtquelle Orbeos von OSRAM Opto Semiconductors dargestellt. Die warmweiße Farbtemperatur entspricht dem warmen Licht einer Glühlampe und eignet sich daher für hochwertige stimmungsvolle und zugleich funktionale Beleuchtung. Bei der Effizienz und Lebensdauer wurden bereits große Fortschritte erzielt. Im Labor konnten bereits 62 lm/W erreicht werden.

Die größte Herausforderung ist die Überführung der OLED Flächenstrahler in sehr kostengünstige Fertigungstechnologien. Im Rahmen des Vortrags wird der aktuelle Stand der Entwicklungsprojekte OPAL und TOPAS2012, die im Rahmen der OLED Initiative durch das BMBF gefördert wurden bzw. werden, vorgestellt. In einem Ausblick werden die grundsätzlichen Möglichkeiten und auch Grenzen der OLED Lichtquellen aufgezeigt.

Energieeffizienz in der Informationstechnologie

*Wolfgang Gnettnr — Bruckmühl

Die Informationstechnologie (IT) ist zwar nicht der größte Energieverbraucher, spielt aber durch ihren weiter wachsenden Einsatz eine zunehmende Rolle. Daher lohnt es sich, nach Einsparpotentialen zu suchen.

Nach einer Darstellung der Rolle der IT in der Energie- und Klimadiskussion werden die wesentlichen Komponenten in ihrem Stromverbrauch vorgestellt und Einsparpotentiale und künftige stromsparende Entwicklungen diskutiert. Dabei geht es sowohl um technische Möglichkeiten als auch um Einsatzszenarien und Verhaltensweisen. Unterschiedliche Aspekte werden betrachtet:

- die Komponenten eines Rechners, also CPU, Speicher, Festplatten usw. mit stromsparenden Techniken und Alternativentwicklungen,

- die Geräte-Palette vom PC und Notebook bis zu großen Servern und Speichersystemen,
- Einsatzszenarien im Privatbereich bis hin zu Unternehmensnetzen und Rechenzentren,
- der Lebenszyklus von der Entwicklung über die Fertigung und Logistik, die Einsatzphase bis hin zur Entsorgung unter Energie- und Umweltgesichtspunkten.

Dabei wird Wert auf Lösungen gelegt, die Energieeinsparungen nicht zu Lasten der Leistungsfähigkeit und Wirtschaftlichkeit erreichen, und die somit bei Anwendern leichter akzeptiert werden.

ITER, the decisive step towards Fusion Energy

*Guenther Janeschitz — ITER Organisation Building 519, CS 90 046, 13067 St Paul Lez Durance Cedex, France

ITER will be the world's first burning magnetic confinement fusion plasma experiment. Construction has started in Cadarache (France) in a worldwide collaboration. The project shall be the decisive step for the demonstration of the scientific-technical feasibility of fusion power on the development path towards a prototypical commercial Fusion Reactor.

The principal performance goal of ITER is to generate 500 MW of fusion power for periods of 300 to 500 sec with a fusion gain of 10 (ratio of fusion power versus plasma heating). Major scientific-technological goals are to explore steady state operation with a fusion gain of 5 and to test breeding blanket technologies which are needed to close the Tritium cycle in a future fusion reactor. ITER is already in many ways a prototype of a fusion reactor at industrial scale. However, there are technical challenges which cannot be addressed in ITER such as the development of suitable materials and the demonstration of their adequate lifetime.

The talk will review examples of major technological developments which have been achieved during the design and R&D phases of ITER. The current status, the challenges and the milestones of the project will be presented and an overview will be given of activities which have to be undertaken in parallel to ITER. Finally, the strategy towards useful fusion energy and its approximate time scales will be discussed.

Plasma-Wand-Wechselwirkung als Schlüsselthema auf dem Weg zum Fusionskraftwerk

*Bernhard Unterberg — Forschungszentrum Jülich, Institut für Energieforschung - Plasmaphysik, Partner im Trilateralen Euregio Cluster, D-52425 Jülich

Energie- und Teilchenabfuhr aus magnetisch eingeschlossenen Fusionsplasmen erfordern eine Lokalisierung der Wärme- und Teilchenflüsse auf der ersten Wand von Fusionsreaktoren. Die damit verbundenen Wärme- und Teilchenlasten führen zur Erosion von Wandmaterial und begrenzen die Lebensdauer der Wandkomponenten. Die Einlagerung des Fusionsbrennstoffs Tritium im Wandmaterial kann zu einem unakzeptabel hohem Tritiuminventar im Reaktor führen. Damit wird die Plasma-Wand- Wechselwirkung zu einer Schlüsselfrage für das im Bau befindliche Fusionsexperiment ITER und den ökonomischen Betrieb eines späteren Fusionsreaktors.

Weitaus höhere Energie- und Teilchenflüsse in ITER und DEMO (im stationären Betrieb und während transienter Ereignisse) im Vergleich zu heutigen Fusionsexperimenten

und die Belastung der Wandmaterialien durch schnelle Fusionsneutronen in DEMO stellen große Herausforderungen dar. In diesem Beitrag werden aktuelle Forschungsergebnisse zu Erosion und Brennstoffrückhaltung in Kohlenstoff und Wolfram beschrieben, die an den Tokamaks TEXTOR, ASDEX-Upgrade und am europäischen Fusionsexperiment JET erzielt wurden. Neue Experimente wie die neue ITER-ähnliche Wand an JET und das lineare Plasmaexperiment MAGNUM-PSI werden vorgestellt, in dem Teilchenflussdichten wie im Divertor von ITER erreicht werden.

Neutronics experiments for validation of activation and neutron transport data for fusion application at the DT neutron generator of TU Dresden

*Axel Klix¹, Alexander Domula², Ulrich Fischer¹, Daniel Gehre², Damien Lebrun-Grandie¹, Dieter Leichtle¹, and Marian Sommer² — ¹Karlsruher Institut für Technologie, INR, Eggenstein-Leopoldshafen, Germany—²Technische Universität Dresden, IKTP, Dresden, Germany

Nuclear parameters such as the tritium breeding rate of the blanket and the activation of materials near the fusion plasma are important for the design of fusion reactor components, the licensing process, maintenance procedures, decommissioning and recycling. The assessment of these parameters is based on calculations with sophisticated neutron transport and inventory codes as well as nuclear data libraries which serve as input to the calculations. Experimental validation of codes and data is therefore mandatory. The neutron laboratory of TU Dresden has a longstanding involvement in neutronics experiments aiming at the validation of such neutron transport and activation data in the framework of the European fusion development program. The experiments have been performed in close collaboration with FZK/KIT, ENEA, PTB, UKAEA and also non-European organizations such as JAEA and Osaka University. Recent experiments conducted at the laboratory, their results and analysis will be presented. Emphasis will be on experiments with mock-ups of the two European test blanket modules for the International Thermonuclear Experimental Reactor ITER.

The physics base for ITER and DEMO - status and challenges

*Hartmut Zohm — MPI für Plasmaphysik, D-85748 Garching, Germany, EURATOM Association

Over the last decade, the world-wide Fusion Research programme has made large progress in establishing the physics base for future reactor-grade magnetic fusion experiments such as ITER and DEMO. Since in several areas, our understanding does not yet allow extrapolation from first principles to predict comprehensively the behaviour of a hot fusion plasma, semi-empirical scaling laws based on databases from a wide range of devices are being used to predict the performance of these devices

The contribution will highlight those physics areas (such as confinement, control of fusion plasmas, plasma edge and exhaust physics) which are particularly important for the design and the performance of burning fusion devices and address the status of research in the different areas. Based on this, an outline of future investigations and their possible impact on reactor designs will be presented.

Laserfusion - Status und Perspektiven

*Markus Roth — Technische Universität Darmstadt, 64289 Darmstadt, Germany

Neben der Energieerzeugung durch Fusion mittels magnetischen Einschluss stellt die Laserfusion eine vielversprechende Alternative dar. Im Jahr 2009 ist nach mehrjähriger Bauzeit das größte Lasersystem der Welt, die National Ignition Facility (NIF) in den USA vollendet worden, welche das Ziel verfolgt kontrollierte Zündung und Gain mittels Laserstrahlen zu demonstrieren. Erste Experimente lassen die Zündung für das Jahr 2010 als wahrscheinlich erscheinen. Neben einem Bericht über den weltweiten Stand der Trägheitsfusionsforschung wird ein Überblick über die Aktivitäten der Forschung an neuen und verbesserten Konzepten gegeben. Besonderes Augenmerk wird hierbei auf die Aktivitäten in Europa und auf die Idee der sogenannten schnellen Zündung und der Realisierung von Hybridsystemen gelegt.

Brennstoffzellen für mobile Anwendungen

*Detlef Stolten — Institut für Brennstoffzellen, Forschungszentrum Jülich

Brennstoffzellen sind effiziente Energiewandler, die größere Leistungen über längere Zeiträume zur Verfügung stellen können. Ihre Anwendungen liegen im Antrieb für PKW und als Bordstromerzeugungen sowie als Antrieb für Kleinfahrzeuge. Energieträger sind dabei für den PKW-Antrieb Wasserstoff während für Bordstromversorgungen der Kraftstoff in der Regel durch das Antriebsaggregat vorgegeben wird. Daher sind hier Diesel und Kerosin wesentliche Energieträger, die dann an Bord reformiert werden. Kleinfahrzeuge werden im Wesentlichen mit Wasserstoff oder Methanol versorgt. Brennstoffzellenfahrzeuge sind heute von Daimler, Honda und auch GM so weit entwickelt, dass sie bei -20°C starten können und alltagstauglich sind. Wesentliche Herausforderung für Wasserstoff stellen Kostensenkungen und der Aufbau einer Infrastruktur für Wasserstoff dar. Letzteres wird, strategisch stark gestützt durch das Bundesverkehrsministerium, gerade erarbeitet. Die Frage der Herkunft des Wasserstoffes wird häufig diskutiert, muss aber erweitert werden auf alle Energieträger und ist nicht spezifisch für Wasserstoff. Batterien sind nach dem derzeitig abzuschätzenden Stand für sehr kurze Strecken gut geeignet im Verkehr, sind jedoch in der Reichweite sehr begrenzt, so dass eher eine Koexistenz der Konzepte wahrscheinlich ist.

Perspektiven und Herausforderungen der Elektromobilität

*Gerhard Hoerpel und Martin Winter — Westfälische Wilhelms-Universität, Institut für Physikalische Chemie, Corrensstraße 28/30, 48149 Münster

Vor dem Hintergrund der immensen Zunahme der internationalen und neuerdings auch nationalen Bedeutung der elektrischen Energiespeicher in diversen (auto)mobilen und stationären Anwendungen hat sich die Lithium-Ionen-Technologie als die aussichtreichsten Energiespeicher insbesondere für kleinere und mittlere Lasten etabliert. Damit wächst der Druck, die Herausforderungen dieser Technologie wissenschaftlich und technologisch zu schnell zu lösen. Das geplante Forschungsinstitut MEET (Münster Electrochemical Energy Technology) führt die Kompetenzen der wissenschaftlichen Grundlagenforschung und der industriellen Anwendung gleichberechtigt an einem Ort zusammen. Der Vortrag fasst den Stand der Technik zusammen und gibt einen Ausblick auf ermutigende Weiterentwicklungen.

Elektrische Energiespeicher

*Matthias Rzepka — ZAE Bayern

Der Anteil an regenerativen Energiequellen an der Gesamtstromerzeugung ist in den letzten Jahren stetig angestiegen und wird auch weiterhin zunehmen. Das zeitlich stark fluktuierende Einspeiseprofil vieler regenerativer Quellen stellt damit zunehmend hohe Ansprüche an ein effektives Netzmanagement. Eine Option ist in diesem Zusammenhang die Speicherung von elektrischer Energie. Die wichtigsten Technologien lassen sich dabei in mechanische, hydraulische, elektrische sowie elektrochemische Speicher unterteilen. All diese Speichertechnologien unterscheiden sich teilweise deutlich bzgl. ihrer maßgeblichen Parameter. Einige kommen nur als Kurzzeitspeicher zum Leistungsausgleich in Frage, andere können als Langzeitspeicher (Stunden bis Monate) eingesetzt werden. Auch die spezifischen Kosten sowie der technische Entwicklungsstand der einzelnen Verfahren differieren stark. Es wird daher ein Überblick über Technik und Randbedingungen der einzelnen Speichertechnologien gegeben.

Neue Reaktorkonzepte für die Kernspaltung, Entwicklungen von AREVA

*Wolfgang Dams — AREVA NP GmbH

Die Auslegungsziele der neuen Kernreaktoren, die von AREVA entwickelt werden, basieren auf der langen Erfahrungskette, die bei Leichtwasserreaktoren gewonnen wurde. Deshalb ist die evolutionäre Weiterentwicklung ein Garant für die Verbesserung der Sicherheit und Wirtschaftlichkeit der neuen Anlage. Die ersten Reaktoren (sogenannte Generation III+) werden zurzeit gebaut (EPR) bzw. zur Marktreife entwickelt (KERENA). Bei beiden Anlagentypen ist das Auslegungsziel alle Störfälle durch neue und passive Sicherheitssysteme auf die Anlage zu beschränken. Die nachfolgende Reaktorgeneration (Generation IV) wird basierend auf diesen Erfahrungen weiter entwickelt. Der Schwerpunkt liegt dabei in der Nachhaltigkeit und langen Verfügbarkeit des Leichtwasserbrennstoffkreislaufs der auf Verwendung von Uran und Thorium beruht. Es werden "schnelle Reaktoren" mit verschiedenen Kühlmitteln vorgestellt und eine Abwägung der Vor- und Nachteile diskutiert.

Strom aus solarthermischen Kraftwerken im Sonnengürtel

*Robert Pitz-Paál — DLR, Köln, Germany

Solarthermische Kraftwerke nutzen nur den direkten Teil der Solarstrahlung und sind daher in Deutschland kaum sinnvoll einsetzbar. Trotzdem gehören deutsche Firmen und Forschungseinrichtungen weltweit zu den Technologieführern. Dies gelingt nur durch geeignete internationale Partnerschaften. In diesem Beitrag wird erläutert, welche wichtigen internationalen Netzwerke es in diesem Umfeld gibt. An Beispielen wird veranschaulicht, wie sich deutsche Technologien und Forschungsergebnisse im internationalen Markt positionieren lassen.

Wissenschaftliche Begleitforschung zum Solarturm Jülich

*Cristiano José Teixeira Boura — Solar-Institut Jülich, FH Aachen, Heinrich-Mußmann-Str. 5 Jülich, Germany

Eine Möglichkeit zur CO₂-freien und großkraftwerkstechnischen Energieversorgung stellen Solartürme dar. Zu Anfang wird die prinzipielle Funktionsweise eines im

vergangenen Jahr fertiggestellten Prototyps, des Solarturm Jülichs (STJ), erklärt. Ein Überblick über die wissenschaftliche Begleitforschung rund um das Solarturmkraftwerk wird gegeben. Ein wesentlicher Vorteil der solarthermischen Kraftwerke ist die Energiespeicherung in Form von Wärme und somit die bedarfsgerechte Bereitstellung von elektrischer Energie. Hierfür sind neue Speicherkonzepte, respektive Wärmeübertrager, notwendig. Im Talk wird auf das von DLR und SIJ entwickelte Sandspeichersystem eingegangen und ein Einblick in die aktuelle Forschung an Luft-Sand-Wärmetauschern gegeben.

Stromtransport: Erfordernisse und Lösungen für ein europäisches Verbundnetz unter Nutzung solaren Stroms aus Nordafrika

*Thomas Benz — ABB AG Mannheim

Für den Transport solaren Stroms aus Nordafrika und dem Nahen Osten nach Europa, ist eine Erweiterung bzw. ein Ausbau des europäischen Übertragungsnetzes erforderlich. Als geeignete Lösung für diese Aufgabe erweist sich die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ), mit der große Mengen elektrischer Energie über weite Strecken verlustarm und zu wirtschaftlichen Kosten übertragen werden können. Darüber hinaus bietet diese Technik Vorteile hinsichtlich Stabilität und Zuverlässigkeit weiträumiger Stromnetze. Die HGÜ ist eine seit über 50 Jahren kommerziell eingesetzte und bewährte Technik, die weltweit, z.B. in China, Indien und den USA, für die Stromübertragung sowohl über Land als auch unter Wasser verwendet wird. Aber auch in Europa finden sich vermehrt Anwendungen, etwa zur Stromübertragung durch Nord- und Ostsee oder zur Anbindung großer Offshore-Windparks an das Übertragungsnetz. Der Vortrag beleuchtet zunächst die physikalisch-technischen Besonderheiten der Gleichstromübertragung im Vergleich zur konventionellen Drehstromübertragung. Es werden die wesentlichen Merkmale der zur Verfügung stehenden Stromrichtertechnik erläutert und die technischen Möglichkeiten anhand von Praxisbeispielen veranschaulicht. Entwicklungstrends werden aufgezeigt und im Kontext des DESERTEC Konzepts näher beleuchtet. Eine Zusammenfassung und ein Ausblick schließen den Vortrag ab.

Intelligente Stromnetze - Perspektiven und Potenziale

*Friedrich Schulte — RWE AG

Das in Politik und Bevölkerung fest verankerte Bewusstsein für Klimafragen treibt die Effizienzsteigerung der Stromnetze und die Integration erneuerbarer Energien in das aktuelle Energieversorgungssystem. Dies geschieht mit der Langzeitperspektive, eine nachhaltige Energieversorgungsstruktur zu schaffen. Durch die fluktuierenden Erneuerbaren Energien und den Betrieb von Kraft-Wärmekopplungsanlagen gehen Freiheitsgrade verloren, die bislang die Anpassung der Erzeugung an den Verbrauch ermöglichen. Folglich rücken technische Lösungen in den Vordergrund, die entweder die Last beeinflussen oder elektrische Energie in nennenswertem Umfang speichern. Der dezentrale Charakter der Lasten beeinflusst die zukünftigen Strukturen und Betriebsweisen der elektrischen Verteilungsnetze ebenso signifikant, wie die relativ kleinen Leistungseinheiten vieler erneuerbaren Energiequellen. Ein auch bei RWE verfolgter Lösungsansatz für diese Entwicklung beinhaltet das Konzept "SmartEnergy", welches die informationstechnische Verknüpfung der elektrischen Netze, der Lasten und dezentralen Stromerzeuger mit der primären Energieverteilung beinhaltet. Es untergliedert sich in die Bereiche Netz (SmartGrid), Verbrauchserfassung (SmartMetering) und Lastmanagement (SmartHome). Der Vortrag stellt das Konzept "SmartEnergy" vor und skizziert die

Herausforderungen aus Sicht eines Energieversorgers. Dazu wird von den erwarteten Potenzialen über die technischen Lösungskonzepte zu den aktuell bei RWE bearbeiteten Projekten übergeleitet.

Change - Energieeffizientes Nutzerverhalten in Organisationen

*Andreas Klesse¹, Nadine Hansmeier², Jennifer Zielinski², Hermann-Josef Wagner¹ und Ellen Matthies² — ¹Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Universitätsstraße 150, 44801 Bochum — ²AG Umwelt- und Kognitionspsychologie

Mehr als 40 % des Endenergieverbrauchs der BRD entfielen 2006 auf den Energiekonsum privater Haushalte und den Sektor GHD und somit auf den Gebäudebestand. Da dieser stark durch die vorhandene bauphysikalische und technische Ausstattung bestimmt ist, werden als Möglichkeit der Energieeinsparung vor allem technische Maßnahmen diskutiert. Darüber wird oft vergessen, dass neben technischen Merkmalen auch das Nutzerverhalten maßgeblich zum Energiekonsum beiträgt. Mit diesem Hintergrund wurde ein vom BMBF gefördertes transdisziplinäres Verbundprojekt initiiert, das Einsparmöglichkeiten durch verändertes Nutzerverhalten identifizieren soll. Der Gesamtenergiebedarf von Gebäuden ist aktuell mit Monatsbilanzverfahren nach DIN V 18599 zu berechnen, die erstmalig verschiedene Gebäudenutzungen durch insgesamt 33 unterschiedliche Nutzungsprofile berücksichtigt. Da das individuelle Nutzerverhalten sowohl von globalen und lokalen Behaglichkeitskriterien sowie von spontanen individuellen Verhaltensmustern abhängt, ist dessen Bewertung und Berücksichtigung in statischen Monatsbilanzverfahren nicht möglich. Der Vortrag beinhaltet die transdisziplinäre Potenzialabschätzung mit Trnsys 15, die als Ergebnis mögliche Einsparpotenziale von 9 % im Bereich Wärmeenergie und 18 % im Stromverbrauch ergeben hat.

Integrierte energiewirtschaftliche Analyse aller Sektoren eines städtischen Energiesystems

*Peter Böhme — Max Planck Institut für Plasmaphysik, Garching b. München

Zur Unterstützung der optimalen Umsetzung ambitionierter CO₂-Einsparungsziele auf städtischer Ebene entwickeln wir ein integriertes Energiemodell, welches alle Sektoren - Haushalte, Industrie, Gewerbe-Handel-Dienstleistungen(GHD) und Verkehr - einschließt. Das Ziel dieses intersektoralen Modells ist es, energiewirtschaftliche und ökologische Auswirkungen möglicher Veränderungen - zum Beispiel eine Bedarfsreduktion durch Sanierung oder die Integration erneuerbarer Energien als auch neuer Strukturelemente wie Nahwärme netze - zu bestimmen. Das Modell basiert auf dem Modellgenerator TIMES, der in GAMS realisiert ist. Es umfasst den Zeitraum von 2010 bis 2050 in jeweils 5-jährigen Perioden. Für eine realistische Darstellung des Energiesystems wurde eine differenzierte und detaillierte Datengrundlage erarbeitet. Die Modellierung des Niedertemperatur-Wärmebedarfs basiert auf einer gebäudescharfen PostGIS-Geodatenbank. Berechnete Brennstoff-Bedarfe werden anhand verfügbarer Feuerstättendaten mit Verbräuchen abgeglichen. Auch die berechneten Wärme- und Strombedarfe in den Sektoren GHD und Industrie werden soweit möglich mit realen Verbrauchsdaten verglichen. Im Sektor Verkehr wird aus den Ergebnissen einer aktuellen Modalsplitstudie der Mobilitätsbedarf berechnet.

Heizen und Kühlen aus geothermischen Quellen

*Horst Rüter — Schürbankstrasse 20a. 44287 Dortmund

Die Geothermie oder Erdwärme ist eine der Erneuerbaren Energien. Sie bezieht ihre Energie nicht, wie die meisten anderen Erneuerbaren von der Sonne, sondern aus dem Inneren der Erde. Dort ist Wärmeenergie gespeichert, die teilweise von der Entstehung der Erde her stammt, teilweise laufend durch den Zerfall radioaktiver Minerale erzeugt wird. Diese Energie gelangt durch Konduktion und Konvektion, also durch den natürlichen Wärmestrom an die Erdoberfläche bzw. in oberflächennahe Erdschichten, wo sie gewonnen werden kann. Je nach Temperaturniveau kann diese Energie in Strom gewandelt werden oder direkt zum Heizen und Kühlen genutzt werden. Ist das Temperaturniveau für eine direkte Nutzung nicht ausreichend kann es durch Wärmepumpen angehoben werden, wobei dann immer noch ein Großteil der genutzten Energie aus der Quelle Geothermie stammt.

Üblicherweise wird zwischen Tiefer (>400m) und Oberflächennaher Geothermie unterschieden. Tiefe Geothermie kann bei Temperaturen oberhalb 120 Grad zur Stromerzeugung genutzt werden, wobei Wärme abfällt (90%), oder auch direkt als Wärme. Oberflächennahe Geothermie kann nur mit der Hilfe von Wärmepumpen genutzt werden.

Geothermische Stromerzeugung - vom Reservoir bis zur Turbine

*Ernst Huenges — Helmholtz Zentrum Potsdam, Deutsches GeoForschungsZentrum

Die Technologien zur Nutzung der Tiefen Geothermie erfordern in der Regel jeweils mindestens eine Förder- und eine Schluckbohrung, die bedarfsgerecht Wasser mit ausreichender Temperatur aus der Tiefe erschließen. Der Thermalwasser-Kreislauf wird über Tage geschlossen, die Energie in der Regel mit einem Wärmeüberträger an den jeweiligen Abnehmer weitergegeben und das ausgekühlte Wasser über die Schluckbohrung in die Lagerstätte zurückgeführt. Weltweit gibt es ein großes Potenzial für geothermische Stromerzeugung. Bei den in Deutschland verfügbaren entsprechenden geothermischen Ressourcen, handelt es sich zum kleineren Teil um heiße Tiefenwässer (Hydrothermale Systeme) und zum weitaus überwiegenden Teil um in Tiefengesteinen gespeicherte Wärme (Petrothermale Systeme). Hydrothermale Systemen sind Wasser führende Schichten, aus denen ausreichend Heißwasser produziert werden kann. Diese Bedingung schränkt die Zahl möglicher Standorte erheblich ein. Bei petrothermalen Systemen wird geothermische Energie aus tiefen Gesteinsschichten unabhängig von den hydraulischen Eigenschaften des Erdwärmeleiters gewonnen. Während die Temperaturverteilung in der Erdkruste durch die Natur vorgegeben ist, können bei petrothermalen Systemen die Zuflussbedingungen zur Bohrung durch ingenieurtechnische Behandlungen, s. g. Engineered-Geothermal-Systems (EGS)-Technologien, z.B. Hydraulic-Fracturing oder Säurebehandlung, verbessert werden.

Energie aus Biomasse – Perspektiven für Europa

*Daniela Thrän — DBFZ Leipzig

Biomasse ist in Deutschland und Europa der wichtigste erneuerbare Energieträger und soll in den kommenden Jahren weiter ausgebaut werden. Ziele für den Ausbaus sind Klimaschutz, Versorgungssicherheit, Wertschöpfung im ländlichen Raum und die Erprobung innovativer Technologien. Die Rohstoffbasis wie auch die bereitstellbaren Energieträger sind sehr vielfältig: Abfälle, Rückstände, Nebenprodukte und Energiepflanzen können in unterschiedlichen Prozessen zu Wärme, Strom, Biomethan und weiteren Biokraftstoffen konvertiert werden. Die Umwandlungstechnologien sind bisher

jedoch nur teilweise marktverfügbar bzw. haben deutliche Optimierungspotenziale. Entscheidend für den künftigen Beitrag der Bioenergie in Europa sind die nachhaltige Verfügbarkeit der Ressourcen und deren effiziente Nutzung. Beim Energiepflanzenanbau wird die Verfügbarkeit von Landwirtschaftsflächen entscheiden. Hier kann aus europäischer Sicht ein klarer Zuwachs erwartet werden, allerdings bei u.U. steigenden Ansprüchen der globalen Nahrungsmittelversorgung. Gleichzeitig wird ein zunehmender internationaler Handel erwartet. Mit der EU-Direktive werden Rahmenbedingungen für eine nachhaltige Bioenergienutzung gesetzt. Sie unterstützen eine klimateffiziente Nutzung der Biomasse auch bei der Produktion außerhalb Europas und tragen zur globalen Bedatte um eine nachhaltige Landnutzung bei.

Meeresenergie - Potentiale und Perspektiven

*Jochen Bard — Fraunhofer IWES, Kassel

Die Stromerzeugung aus Wellen, Strömungen, Gezeiten und anderen Formen der Meeresenergie hat nach aktuellem Wissen ein Potenzial, um mindestens ein Drittel des heutigen globalen Strombedarfs zu decken. Weltweit befinden sich weit über hundert technologische Konzepte in der Entwicklung, nur wenige haben bisher den Status von Pilotanlagen erfolgreich demonstriert. Der Stand der Technik und Beispiele realisierter Anlagen werden erläutert. Große Herausforderungen liegen im besseren Verständnis von Wellen und Strömungen, in der Entwicklung der Technologie aber auch des Meeresenergie Marktes selbst bis hin zu ordnungspolitischen Rahmenbedingungen. Für Deutschland bestehen wirtschaftliche Erwartungen für den Technologieexport. Schließlich kann die Meeresenergie nur dann bestehen, wenn damit ein Beitrag zur Vermeidung des anthropogenen Klimawadels geleistet werden kann. Der Vortrag wird eine Übersicht über diese Themen geben.

Thermodynamisch optimiertes Heizen und der Mythos der KWK

*Gerhard Luther — Universität des Saarlandes, Technische Physik, F.St. Zukunftsenergie

In Zukunft wird nur noch wenig Primärenergie zum Heizen zur Verfügung stehen; daher stellt sich die Frage, wie die Bereitstellung der Energiedienstleistung "warmes Haus" im energiewirtschaftlichen Gesamtrahmen thermodynamisch optimiert werden kann. Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird in Politik und Öffentlichkeit bisher pauschal als ein wesentlicher Baustein für das Erreichen der gesetzten CO₂-Reduktionsziele angesehen und entsprechend großzügig gefördert. Es wird gezeigt, dass diese Hoffnungen aus einer einseitigen Betrachtungsweise und der Verwendung unangemessener Vergleichsmaßstäbe stammen. Bei einer ganzheitlichen Betrachtung sind die meisten KWK-Anlagen der getrennten Erzeugung von Strom in einem modernen GuD-Kraftwerk und von dezentraler Wärme mittels Brennwertkessel nur geringfügig oder sogar überhaupt nicht überlegen.

Beim Vergleich mit GuD-Anlage und elektrischer Wärmepumpe sind sie sogar deutlich unterlegen. Nach Installation einer dezentralen KWK-Anlage zur Gebäudeheizung besteht zudem die Gefahr, dass eine weitergehende thermische Gebäudesanierung ökonomisch widersinnig wird ("ökologische Sackgasse"). Es wird vorgeschlagen, dass in der breiten Anwendung der Staat sich überhaupt nicht auf einzelne Technologien festlegt und höchstens die gegenüber einer anspruchsvollen Referenz tatsächlich nachweisbaren Energieeinsparungen subventioniert ("linearer Einsparungstarif").

Energieeffizienz in der Informationstechnologie

Wolfgang Gnettner, Bruckmühl

1. Einleitung: warum ist Energieeffizienz in der Informationstechnologie wichtig?

Spätestens seit dem das öffentliche Bewusstsein die bevorstehende Ressourcenknappheit und den drohenden Klimawandel zur Kenntnis genommen hat, wird intensiv über Energieeffizienz geredet. Zwei Bücher haben diesen Prozess besonders beeinflusst: „The Economics of Climate Change“ von Nicolas Stern und „an inconvenient truth“ von Al Gore.

Die Informationstechnologie ist zwar „nur“ mit ca. 2% am globalen Primärenergieverbrauch beteiligt, aber dieser Anteil könnte einerseits in der Zukunft sehr deutlich ansteigen, wenn nicht gegengesteuert wird. Andererseits gibt es in der IT viel Potential zu Energieeinsparungen ohne große Kosten und ohne wesentliche Einschränkungen bei den gewünschten Leistungen.

Um ein Gefühl für die Energiemengen zu bekommen, die bei der IT genutzt werden, hier zwei Größenordnungen:

- Ein Serverschrank, wie er zu Tausenden in einem großen Rechenzentrum und zu Dutzenden in einem kleinen steht, braucht mehr Energie als 12 deutsche Durchschnittshaushalte.
- Eine ständig aktive Peer-to-Peer-Verbindung, wie man sie heute in vielen Jugendzimmern findet, braucht etwas weniger Energie als ein Durchschnittsmensch in einem hochentwickelten Land und deutlich mehr als in einem mittleren Entwicklungsland.

IT kann zwar einen wesentlichen Beitrag zur Energieeffizienz anderer Wirtschaftszweige sowie des öffentlichen und privaten Lebens leisten. Das betrifft die Optimierung existierender Prozesse, die Möglichkeit, Dinge ganz anders und damit ressourcenschonender als bisher zu tun oder völlig andere Geschäftsmodelle als bisher zu verfolgen. Das darf die IT-Branche aber nicht davon abhalten, auch im eigenen Bereich effizienter zu werden und vor allem die IT-Nutzer über Einsparmöglichkeiten zu informieren. Die Politik kann durch Informationen, kluge regulatorische Vorgaben und eine vorbildliche Einkaufspolitik der Behörden ebenfalls ihren Teil beitragen.

Durch die weiter fortschreitende Miniaturisierung der Bauteile wird automatisch bei jeder neuen Generation signifikant weniger Energie pro IT-Produkt verbraucht. Dies wird von der IT-Industrie und ihren Zulieferern auch entsprechend lautstark verkündet. Dieser Effekt wird aber zunichtegemacht durch den noch dramatischeren Anstieg der Zahl eingesetzter Produkte in vielen Bereichen und das fast unvorstellbare Leistungswachstum der Produkte.

Wenn man nun die Aufteilung des ITK-bezogenen Strombedarfs ansieht (Abb. 1, hier z.B. aus einer Studie von Dr. Lutz Stobbe, Fraunhofer Gesellschaft IZM, 2009) und die Unterhaltungsanteile (v.a. Fernseher) hier nicht behandelt, bleiben PCs in Haushalten, Rechenzentren und PCs in Unternehmen als die drei größten Blöcke zu betrachten. Die Kommunikation ist demgegenüber ein deutlich geringerer Stromnutzer.

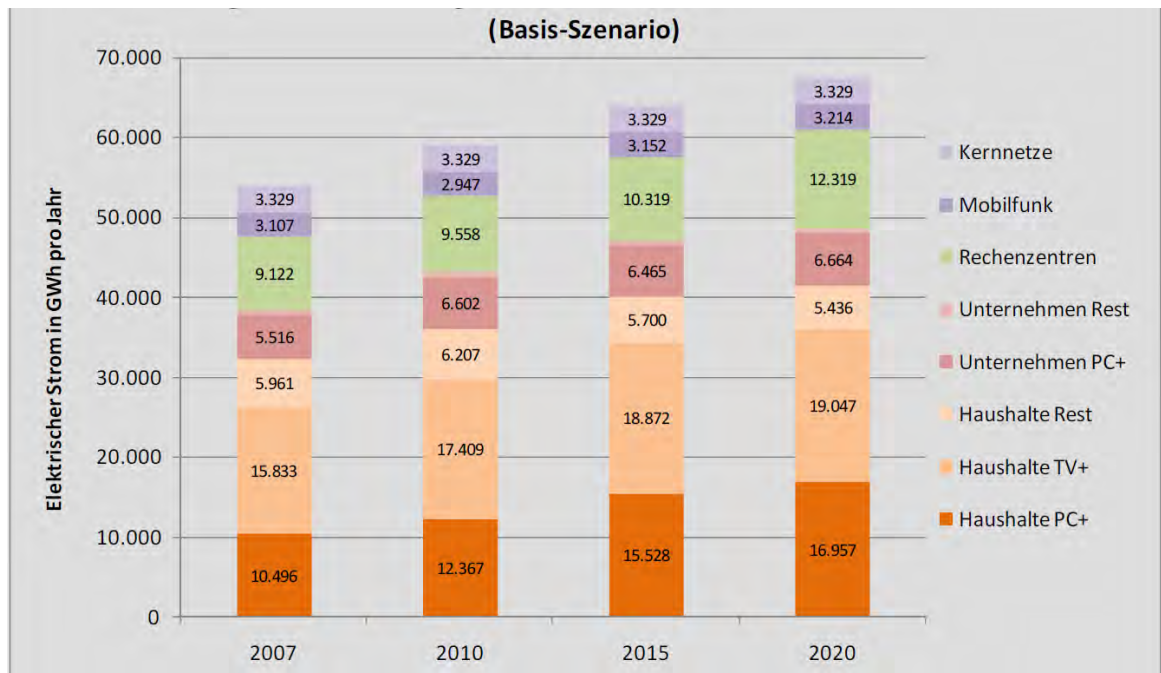


Abb. 1: Prognose des IKT-bezogenen Strombedarfs in Deutschland bis 2020 (Stobbe, FHG IZM 2009)

Wenn man nicht nach Einsatzfall, sondern nach Gerätetyp aufschlüsselt (Abb. 2), erkennt man den überwältigenden Anteil der PCs und Monitore, gefolgt von den Servern (hier nach einer Studie von Simon Mingay von der Gartner Group, 2007, aufbereitet von Fujitsu).

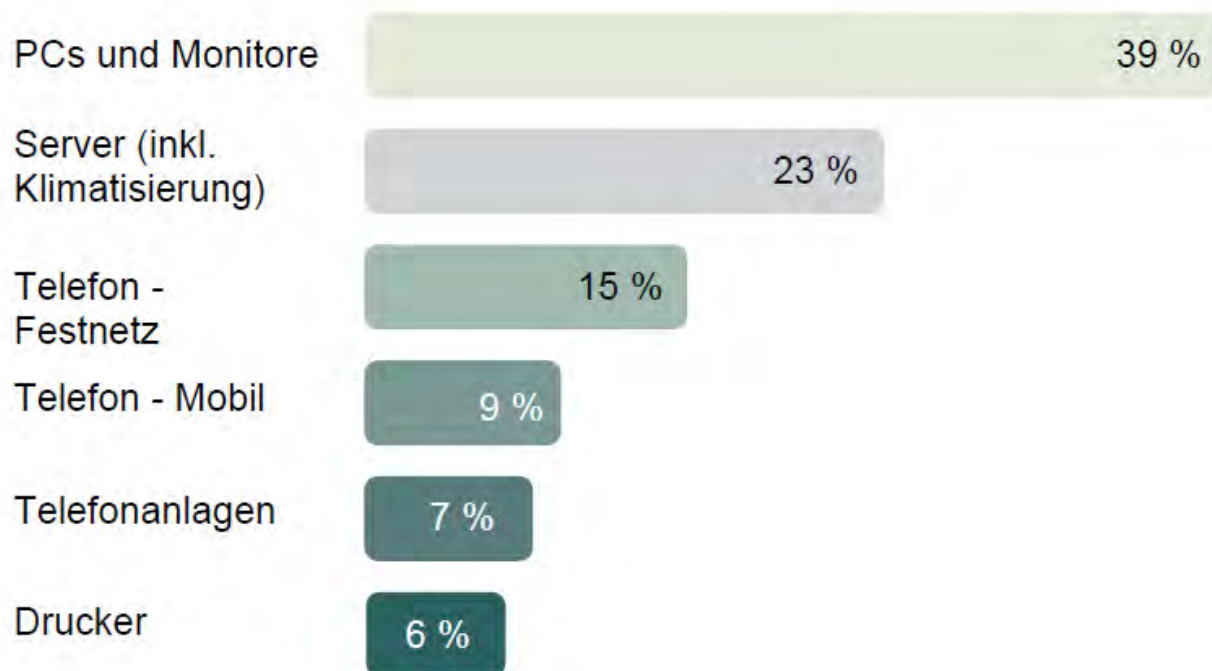


Abb. 2: Prozentuale Aufteilung des Strombedarfs nach Gerätetyp (Fujitsu, nach S. Mingay, Gartner 2007)

2. Rechenzentren

Eine detaillierte Analyse des Strombedarfs innerhalb der Rechenzentren hat die Environmental Protection Agency (etwa vergleichbar mit dem Umweltbundesamt) im Auftrag der US-Kongresses 2007 erstellt (Abb. 3).

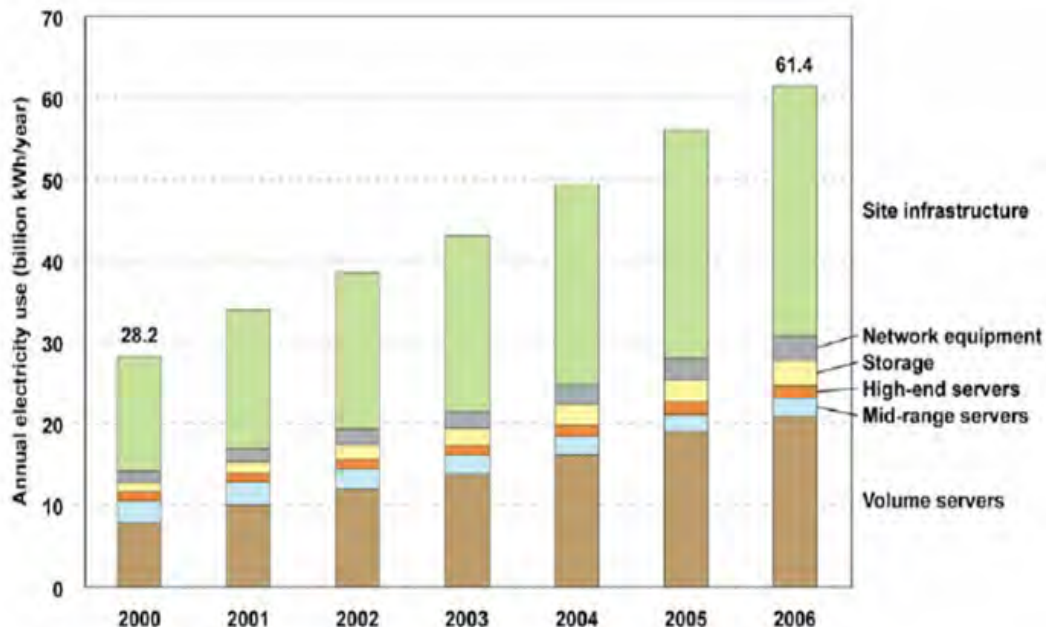


Abb. 3: Jährlicher Strombedarf in Rechenzentren

Innerhalb der IT-Komponenten sind – für viele, auch Insider, erstmal überraschend – die Großrechner (Mainframes) und die großen und mittelgroßen Server ziemlich unscheinbar im Strombedarf, verglichen mit dem Großverbraucher Kleinserver. Dies liegt einerseits an der riesigen Zahl der kleinen Server, aber auch an zwei wesentlichen Schwächen dieser Systeme. Bei kleinen Servern ist der Preis ein immer noch entscheidendes Kaufkriterium, was bedeutet, dass bei der Bauteil Auswahl notgedrungen Preis vor Effizienz geht. Und weil die kleinen Server so schön billig sind, gibt der Anwender sich keine große Mühe (und hat wegen der ebenfalls billigen Betriebssysteme auch nur begrenzte Möglichkeiten), die Server gut auszulasten. Einen weiteren Server hinzustellen ist unterm Strich billiger, als sich Gedanken darüber zu machen, wie man eine weitere Aufgabe zusätzlich auf einem schon existierenden Server erledigen könnte. So ergibt sich in der Praxis eine durchschnittliche Auslastung kleiner Server von weit unter 20% - im Vergleich zu großen (z.B. Unix-)Servern von über 80% und Großrechnern von deutlich über 90%.

Prognosen, wie z. B. die von Dr. Klaus Fichter vom Borderstep Institut 2007, zeigen, dass zwischen „weiter so“ und „State of the Art“ etwa ein Faktor von 2,5 liegt (Abb. 4) – genügend Potential für lohnende Anstrengungen!

Nun zu konkreten Verbesserungsmöglichkeiten. Auf die Kühlungstechnologie soll hier nicht weiter eingegangen werden, da dies ein eigenes Thema wäre; an dieser Stelle nur einige Anmerkungen dazu. In vielen Rechenzentren, vor allem in mittleren und kleineren, werden noch leicht korrigierbare Fehler gemacht, die viel Energie kosten, z.B.

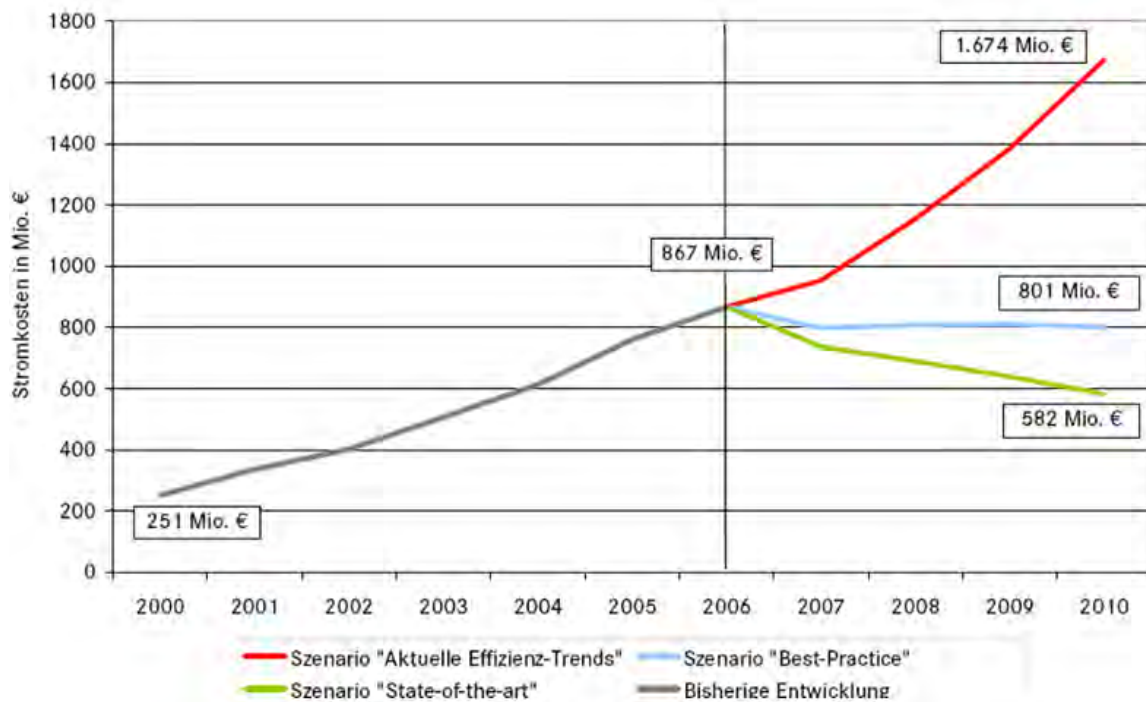


Abb. 4: Szenarien der Stromkostenentwicklung

- überdimensionierte Klimaanlage wegen überzogener Wachstumserwartung oder falscher Beratung, hier kann u. U. Teilabschaltung helfen;
- zu niedrige Betriebstemperaturen aus übertriebener Vorsicht oder aus veraltetem Wissen heraus (frühere Rechner mussten tatsächlich stärker gekühlt werden);
- schlechte Luftführung: warme Abluft wird gleich wieder von Rechnern angesaugt, zugeführte Kaltluft landet durch „Kurzschluss“ gleich wieder in der Luftabsaugung, der Luftweg wird durch Hindernisse blockiert. Als Folge wird noch stärker gekühlt, es gibt trotzdem „Hotspots“ und zu kalte Zonen.

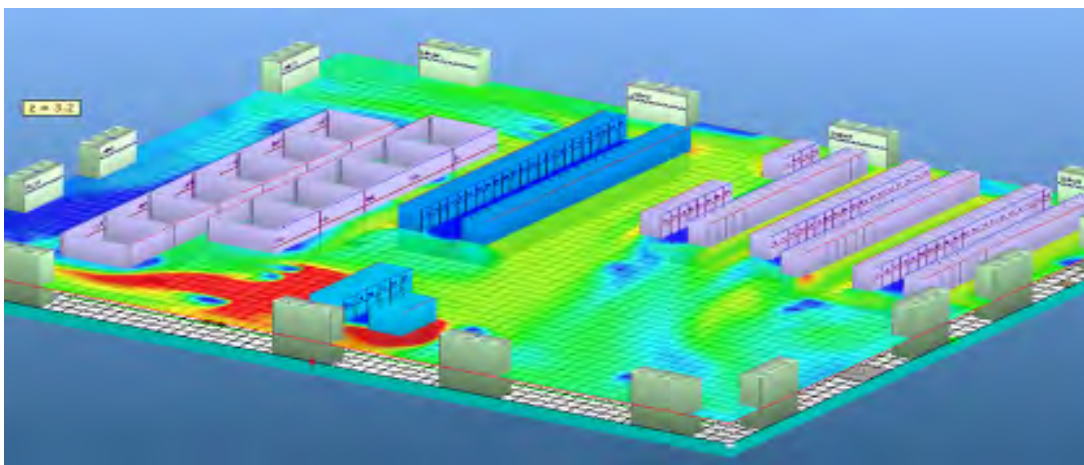


Abb. 5: Beispiel eines Temperaturverlaufs im Kühlluftkreislauf eines Rechenzentrums

Dazu kommt, dass die technische Lebensdauer und langen Abschreibungsfristen von Klimaanlage dazu führen, dass die Anlagen sehr lange laufen und damit oft technisch veraltet sind, mit der Folge eines hohen Energieverbrauchs trotz scheinbarer Tauglichkeit. Eine vorzeitige Ablösung oder gar eine Neukonzeption, z.B. mit stärkerer Nutzung von

Frischlufthkühlung, kann zwar die Energieeffizienz oft deutlich verbessern. Das kann allerdings mit erheblichen Investitionen und z. T. massiven und betriebsstörenden Umbauten verbunden sein.

Bei der Serverauswahl (Abb. 6) kommt es darauf an, die richtige, d.h. den Aufgaben angemessene Mischung aus verschiedenen Parametern zu treffen, die sich z. T. widersprechen, z. T. aber auch überraschend ergänzen. Höchste Rechenleistung braucht überproportional viel Strom. Hohe Verfügbarkeit senkt die Effizienz, z. B. sind zwei auf Redundanz ausgelegte Netzteile deutlich ineffektiver als ein nicht redundantes. Die Redundanz ist aber in manchen Fällen unsinnig, z. B. wenn der ohnehin sehr seltene Ausfall eines Rechners durch ein defektes Netzteil praktisch keinen Schaden anrichtet – Verzicht auf unnötige Redundanz spart Investitions- und Stromkosten. Ein weiteres unsinniges (und leider doch vorkommendes) Beispiel ist eine eingebaute USV, wenn der Rechner ohnehin von einer unterbrechungsfreien Stromversorgung des Rechenzentrums betrieben wird. Leider sind manche Bauteile mit besonders günstigem Stromverbrauch besonders teuer. Aber schon, wenn man die besonders schlechten vermeidet, ist viel gewonnen. Den größten Anteil am Stromverbrauch hat die CPU, d.h. hier sind die Hersteller in der Pflicht – und die Kunden, die nicht nur nach Gigahertz fragen sollten!

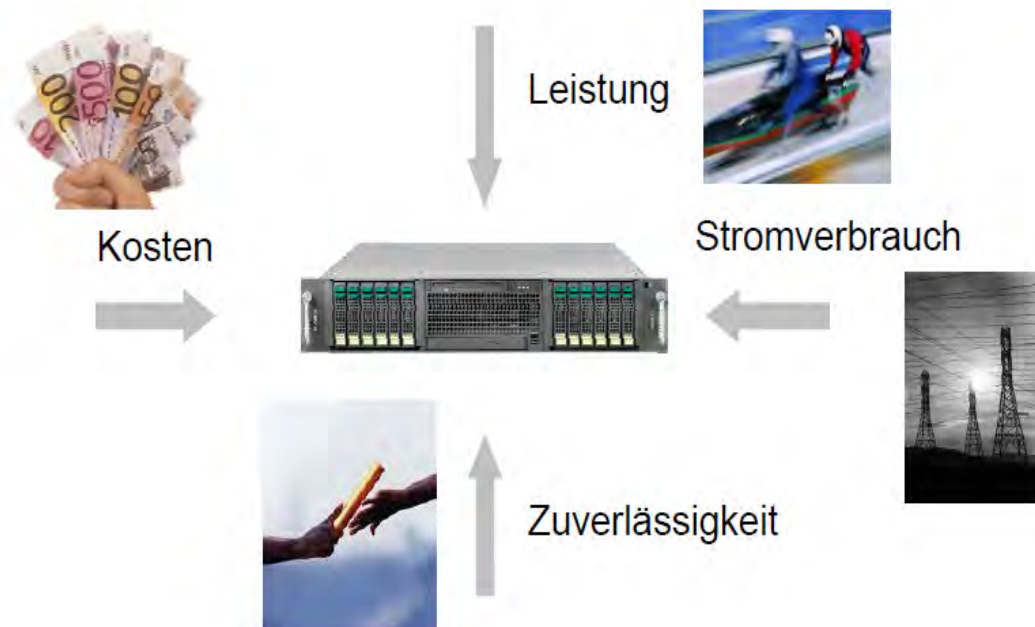


Abb. 6: Optimierungsfaktoren bei der Serverauswahl

Wesentlich wirkungsvoller als teils teure Optimierungen an den Servern selbst sind Verbesserungen bei den Parametern des Serverbetriebs und der Architektur (Abb. 7). Hier kann oft sogar bei der Investition und den Betriebskosten gleichzeitig gespart werden. Dagegen stehen allerdings oft geistige Trägheit und mangelndes Wissen. So braucht nicht jeder Server eigene, meist schlecht ausgenutzte Plattenlaufwerke: eine zentrale Daten- und Programmablage mit NAS (network attached storage) oder SAN (storage area network) ist zwar scheinbar teurer in der Investition und setzt zusätzliches Knowhow voraus, zahlt sich aber bald aus, v. a. bei den Administrationskosten. Viel zu wenig wird auf die Betriebszeit geachtet. Aus Bequemlichkeit oder wegen schlechter Anwendungs- und Prozessstruktur läuft der Server rund um die Uhr, obwohl er viele Stunden lang nicht wirklich gebraucht wird. Mit etwas Redesign könnten die echten Daueraufgaben (z.B. Web- und

Kommunikationszugang in betriebsschwachen Zeiten) auf wenige Rechner konzentriert werden und die anderen außerhalb ihrer Kernzeiten abgeschaltet werden.



Abb. 7: Optimierungsfaktoren beim Serverbetrieb

Ein besonders wichtiger Parameter ist die Auslastung. Da ein Server im Leerlauf etwa 70% des Stroms braucht, den er bei Volllast benötigt, ist eine niedrige Auslastung offensichtlich Stromverschwendung. Da andererseits eine hohe Auslastung schwer mit einer Anwendung zu erreichen ist und ein Mischbetrieb von Anwendungen mit den typischen Betriebssystemen für kleine Rechner instabil sein kann, kann hier die Virtualisierung helfen. Dabei läuft auf dem Server eine Software, die mehrere unabhängige Rechner vorgaukelt. In jedem dieser virtuellen Rechner kann dann ein Betriebssystem mit Anwendungen installiert werden (Abb. 8).

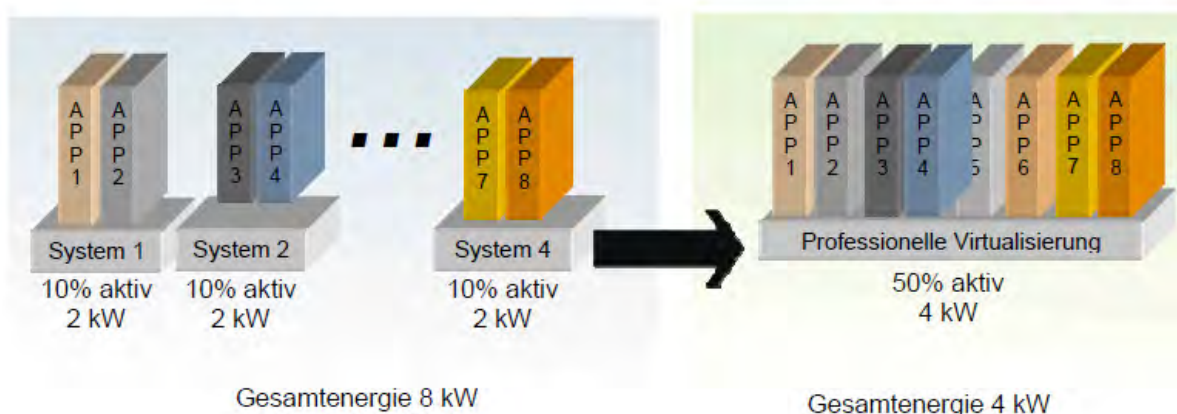


Abb. 8: Virtualisierung zur Auslastungsoptimierung

Diese virtuellen Rechner teilen sich die realen Ressourcen, wodurch eine höhere Auslastung erzielt werden kann. So können problemlos vier Systeme mit den oben erwähnten 20% Auslastung auf einem realen Server ablaufen, ohne diesen an seine

Leistungsgrenzen zu bringen. Meist liegt die Auslastung weit unter 20%, so dass bei Virtualisierungsprojekten in der Realität manchmal sogar über 10 virtuelle Server auf einem realen laufen, ohne dass Leistungseinschränkungen spürbar werden. Zwar kostet das zusätzliches Geld für die Virtualisierungs-Software und die Projektimplementierung, aber dafür spart man neben Strom auch Hardware-Investitionen und gewinnt mittelfristig an Flexibilität.

Speichersysteme sind zwar nicht die großen Stromverbraucher im Rechenzentrum, aber sie haben die größten Zuwachsraten, so dass sich ein frühzeitiger kritischer Blick auch hier lohnt. Der erste Schritt sollte hier sein, überflüssige Daten zu löschen – das kostet (fast) nichts außer Nachdenken, spart aber viel am notwendigen Gerätebestand (und nebenbei noch am Sicherungsaufwand). Als nächstes sollte man bei größeren Datenbeständen eine mehrstufige Architektur (hierarchical storage management) und ein „Information Lifecycle Management“ planen. Schnell verfügbare Daten kosten viel Geld und Strom im Vergleich zu Daten, auf die man etwas warten kann – insbesondere wenn man rechtzeitig vorher weiß, wann man die Daten braucht. Und bei jungen IT-Managern fast vergessen: Magnetbänder brauchen keinen Strom, wenn man nicht gerade auf die Daten zugreift. Erst an letzter Stelle sollten dann die Überlegungen zur Plattentechnologie stehen.

Radikaler als die hier dargestellten Überlegungen selbst im Unternehmen anzustellen sind Ansätze, die das eigene Rechenzentrum gleich ganz aufgeben und die Arbeit in noch größere Rechenzentren verlagern, die von fremden Spezialisten betrieben werden. Die Idee ist dabei, dass diese Spezialisten sich intensiv mit den dargestellten Themen befassen und es sich aufgrund der Größe eher leisten können, die besten Lösungen einzusetzen. Hier gibt es eine Reihe verschiedener Vertrags- und Abrechnungsmodelle (Outsourcing, Software as a Service, Storage as a Service, Cloud Computing, ...) und viel Hype. Aber der Kern ist immer die Hoffnung auf bessere Lösungen durch Skalierungseffekte und Spezialisierung, Dienstleistungsvergabe statt Selbermachen.

3. Haushalt und Büro

Wie bereits in der Einleitung gezeigt, stellen Haushalt und Büro einen riesigen Anteil der Energienutzung der IT dar, darin wiederum PC und Monitor mit Abstand den Löwenanteil. Daher sollte man hier besonders genau hinsehen, denn es gibt ein großes und teils sehr leicht zu realisierendes Einsparpotential.

Beim PC ist das zum einen der Unterschied zwischen einem (aus Energiegesichtspunkten) guten und schlechten PC, der ungefähr einen Faktor 3 ausmacht. Das bedeutet, dass man beim Kauf auch auf den Stromverbrauch achten sollte. Schon die Nachfrage der Kunden wird das Niveau des Angebots verbessern. Aber auch hier gilt es zuallererst, ein den Aufgaben angemessenes Gerät zu kaufen, da Überdimensionierung immer unnötigen Stromverbrauch bedeutet. Ein neuer PC ist meist deutlich energieeffizienter als ein alter. Aber Vorsicht: oft ist er dann unnötig leistungsstark und überdimensioniert, was den Vorteil wieder aufhebt. Außerdem ist der Energieverbrauch bei Herstellung und Logistik sowie der zusätzliche Ressourcenverbrauch zu berücksichtigen. Wichtig ist auch die Überlegung, ob es ein PC sein muss oder ein deutlich energiesparenderes Notebook sein kann.

Zum anderen geht es um die Nutzung aller Energiesparmöglichkeiten beim Betrieb. Zwischen nachlässigem Dauerbetrieb und gutem Ausnutzen der Energiesparmöglichkeiten liegt im Durchschnitt ein Faktor 5, in Extremfällen sogar noch mehr. Ein wichtiger Punkt ist dabei die geschickte Einstellung der Stromsparmodi: angemessen kurze Zeiten, nach denen bei Inaktivität der PC in einen Ruhezustand (standby oder hibernate) geht, und differenzierte vorzeitige Abschaltung von Komponenten, v.a. dem Bildschirm. Eine weit

verbreitete Unsitte sind Bildschirmschoner (was heutzutage ein irreführender Begriff ist): dabei wird etwa genauso viel Strom verbraucht wie im Normalbetrieb, der Bildschirm wird kaum oder gar nicht geschont. Teils wird sogar in Unternehmen, die Energie-Effizienz auf ihre Fahnen geschrieben haben, ein Bildschirmschoner wegen zweifelhafter Vorgaben für die „Corporate Identity“ erzwungen. Hier ist Aufklärung dringend erforderlich.

Auf der technischen Seite gibt es auf dem Markt bereits deutliche Verbesserungen beim Standby-Verbrauch, sehr kleine stromsparende PCs, die vor allem für viele Standardtätigkeiten in Unternehmen und in Haushalten völlig ausreichen, und wesentliche Verbesserungen bei allen Komponenten, insbesondere Netzteilen.

Bei den Bildschirmen ist der Wechsel von Röhrenmonitoren zu LCD-Flachbildschirmen weitgehend vollzogen. Leider (aus Energiesicht) war damit auch eine deutliche Vergrößerung der Bildschirmfläche verbunden, so dass nicht das ganze Potential ausgeschöpft wird. Eine typische Sünde der Benutzer ist hier, den Bildschirm zu hell einzustellen. Weitere Technologiefortschritte stehen auch bei den Monitoren an: kurzfristig verbesserte Lichtquellen (LED) in den Bildschirmen, langfristig OLED statt LCD. Auch hier gilt aber: nicht gleich wegen einer mittelmäßigen Energieeinsparung den alten Monitor verschrotten, sondern die gesamte ökologische und ökonomische Auswirkung im Blick haben! Ansonsten gibt es bereits Verbesserungen beim Standby-Verbrauch und eine automatische Anpassung an die Umgebungshelligkeit.

Mit größerem gedanklichem Aufwand und mit signifikanten Anfangsinvestitionen, dafür auf Dauer umso lohnender in geeigneten Anwendungsszenarien, ist der Umstieg von konventionellen PC-Strukturen zu „Server based Computing“ mit „Thin Clients“ (Abb. 9). Dies eignet sich nur bei einer Mindestanzahl ähnlicher Arbeitsplätze, typisch ab 5-10, und vor allem, wenn die Aufgaben aus IT-Sicht nicht zu individuell sind. Typische Einsatzfälle sind Behörden sowie mittlere und größere Unternehmen (wo es meist viele ähnliche Instanzen einer Aufgabe gibt) und Schulen (wo meist klassenweise das Gleiche ansteht und der konventionelle Administrationsaufwand beim Wechsel zu einer anderen Klasse oder einem anderen Fach oder Thema relativ groß ist).

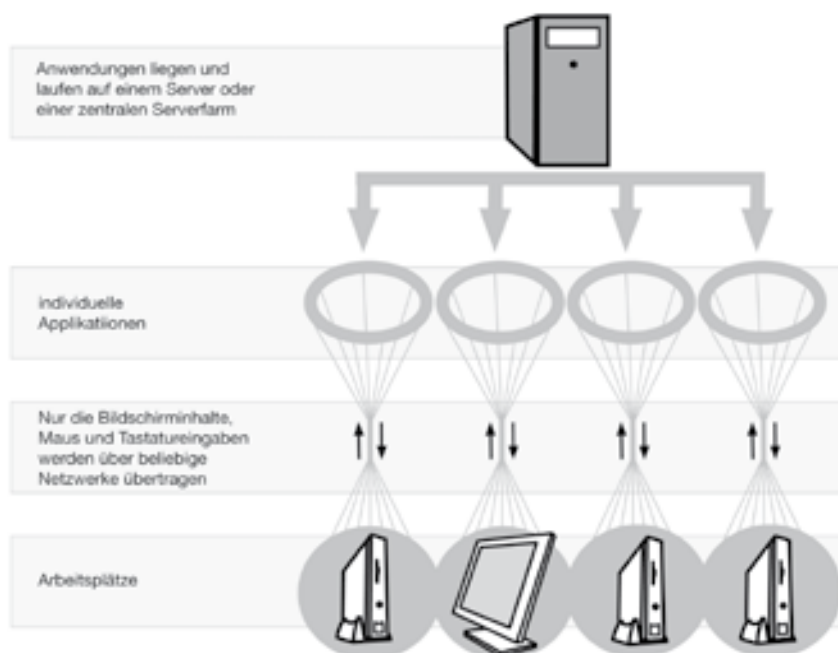


Abb. 9: Server-basierte Architektur

Dabei wird nicht am Arbeitsplatz jeweils für eine Person die maximal erforderliche Rechenleistung und Kapazität vorgehalten. Vielmehr geschieht die eigentliche Rechenarbeit auf einem Server, der Arbeitsplatzrechner ist stark reduziert und dient letztlich nur der Eingabe und Anzeige. Das spart nicht nur Strom, sondern auf Dauer auch erheblich Investitionskosten und vor allem Administrationskosten. Die Investitionszyklen sind länger, da ein Thin Client typischerweise mindestens sieben Jahre in Betrieb bleiben kann, während ein PC meist schon nach drei bis vier Jahren ausgetauscht werden muss. Der oder die Server, in großen Implementierungen eine Serverfarm, sind wegen des virtuellen Betriebs der PC-Umgebungen sehr flexibel nutzbar und können optimal an die Last angepasst werden. Technisch kann dies durch Terminalserver und/oder durch virtuelle Maschinen erfolgen. Nebenbei werden auch Ausfallschutz und Sicherheit signifikant besser. Da die Elektronik des Thin Client in einem kleinen Kästchen hinter dem Bildschirm untergebracht werden kann, ist auch die Verkabelung deutlich übersichtlicher, was im Fall eines Umzugs oder einer Erweiterung von Vorteil ist, siehe das folgende Beispielbild (Abb. 10).



Abb. 10: Thin clients

Aufwand und Nutzen wurden 2007 vom Fraunhofer-Institut UMSICHT einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung unterzogen, die für die Kosten eine Nutzungsdauer von 5 Jahren annahm. Der gefundene Unterschied ist sehr deutlich, wie die Grafik auf der folgenden Seite zeigt (Abb. 11).

Bei den zusätzlichen Bestandteilen eines Büronetzwerks sollte noch darauf geachtet werden, dass Drucker, Internet- und Kommunikationszugänge gemeinsam im Netzwerk genutzt werden können, statt an jeden PC einzeln installiert zu sein. Auch hier wieder gilt: nicht nur Strom, sondern auch Investitionskosten und vor allem Administrationskosten werden gespart, Ausfallschutz und Sicherheit werden besser.

Eine kleine und in vielen Fällen nützliche Investition für Einzelarbeitsplätze mit angeschlossenen Geräten ist eine schaltbare Steckerleiste, womit am Feierabend alle Geräte gemeinsam völlig stromlos geschaltet werden können.

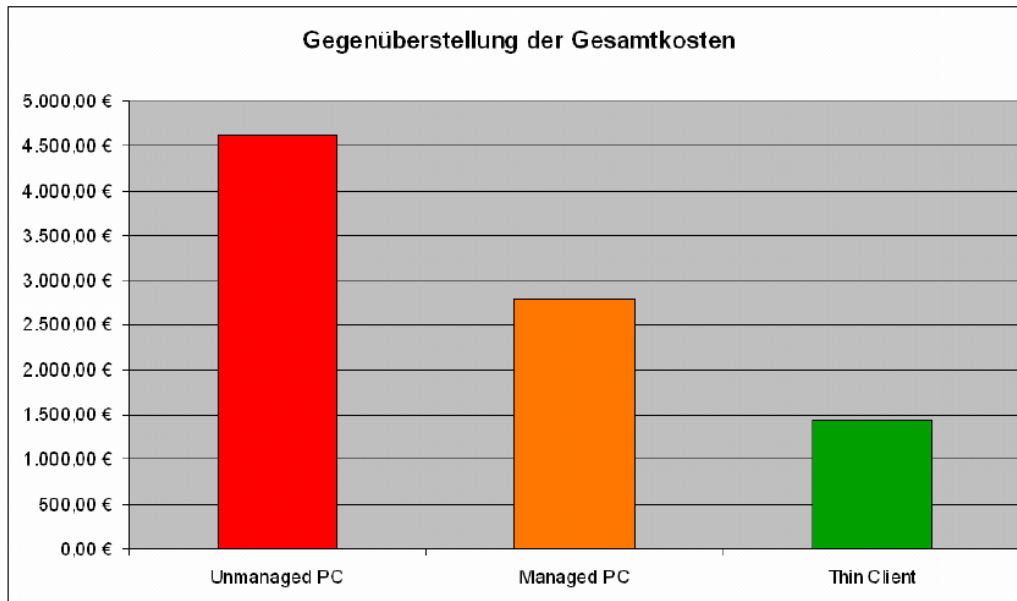


Abb. 11: Gesamtkosten bei verschiedenen Betriebsmodellen (FHG UMSICHT, 2007)

4. Schlussbemerkungen zu Green IT

Green IT ist mehr als nur effizienter Umgang mit Energie in der Betriebsphase. Von der Designphase bis zur Entsorgung, von der Bauteileherstellung über Produktion bis zu Logistik und Service sollte an Umweltverträglichkeit gedacht werden. Rückkopplungen von den Nutzern, den Logistikern und Servicetechnikern und sogar den Entsorgern zur Entwicklung können hier helfen (Abb. 12).

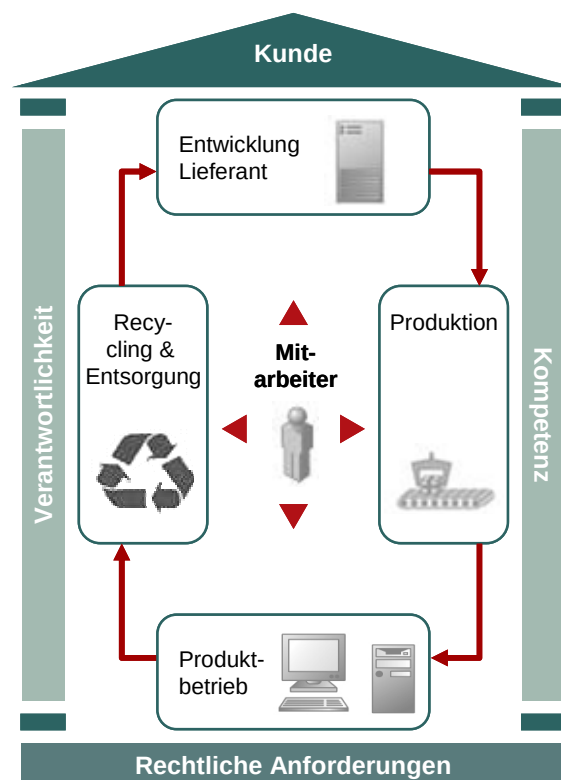


Abb. 12: Gesamtkomplex von Green IT

Bedauerlicherweise wird „Green IT“ bei manchen Unternehmen der IT-Branche als Marketing-Schlagwort verwendet, ohne dass entsprechende Substanz dahinter wäre. So sind oft Produkte jetzt auf einmal „grün“ geworden, die in Wirklichkeit ganz normal oder gar schlecht sind („Greenwash“). Als Kunde sollte man daher kritisch hinterfragen, was wirklich an umweltschonenden Eigenschaften in den Produkten und Dienstleistungen steckt.

Vor allem sollte aus den Ausführungen klar geworden sein, dass das Verhalten der Benutzer und ein intelligenter Umgang mit IT der wesentlichste Faktor ist.

Aber es sollte auch klargeworden sein, dass es viele Möglichkeiten gibt, ohne allzu große Kosten und ohne unakzeptable Einschränkungen sehr viel Energie einzusparen.

Dank

Für Informationen und Bilder danke ich Fujitsu Technology Solutions und dem Bundesverband Informationswirtschaft, Telekommunikation und neue Medien e.V. (BITKOM).

Dr. Wolfgang Gnettner
Heufelder Str. 7a
83052 Bruckmühl
IT@gnettner.de

ITER, the Decisive Step towards Fusion Energy

G. Janeschitz, ITER Organisation, 13067 St Paul Lez Durance, France

1. Introduction:

Fusion is a very promising future energy option, which is characterized by almost unlimited fuel reserves, favourable safety features and environmental sustainability. The aim of the worldwide fusion research is a fusion power station which imitates the process taking place in the sun and thus gains energy from the fusion of light atomic nuclei. However, the reaction used on earth is different from the one taking place inside the sun and other stars [1]. The energy gain of fusion is the result of different binding energies of the elementary particles (protons and neutrons) in the nucleus of the different elements in the periodic system (Fig. 1). When light elements like Hydrogen isotopes fuse to Helium a net energy gain results, i.e. the difference in binding energy is released in form of kinetic energy of the resulting nuclear particles.

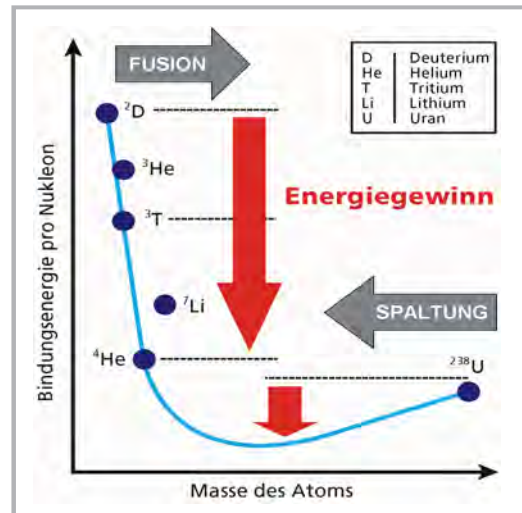


Fig. 1: Binding energy versus atomic mass. One can see the large gain in binding energy between Hydrogen and He.

In order to overcome the repelling force between the charged atomic nuclei, tremendous kinetic energies would be required (equivalent of billions (thousands of millions) of degrees) if the tunnel effect would not exist. Due to the quantum mechanical tunnel effect there is a probability of fusion processes to occur even at much lower temperatures. However, due to the high Coulomb scattering rate many collisions are needed to make one fusion process, the number of collisions needed depending on temperature. However, at very high temperature the collision cross section decreases and thus there

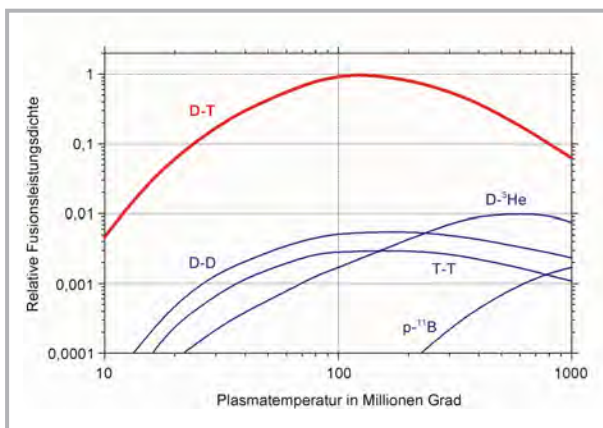


Fig. 2: Relative fusion power density versus plasma temperature in million degrees. It can be seen that the D-T reaction is the most promising fusion reaction to be achieved on earth.

exists an optimum temperature for each fusion process (Fig. 2). While in the core of the sun protons fuse to helium at 15 million degrees and 100 billions atmospheres, on earth, with pressures of some 100 atmospheres, in the order of 100 million degrees are required. These temperatures correspond to ~ 10 keV average particle energy in a Maxwellian distribution [1].

The fusion reactions which are achievable on earth with a possible net energy output can be seen in Fig. 2. It is evident that the reaction with the highest probability and with the lowest required temperature (kinetic energy) is the Deuterium (one proton + one neutron) –

Tritium (one proton + two neutrons) to He_4 (two protons + two neutrons) + one neutron reaction. The energy of 17.5 MeV per fusion process in this reaction is distributed between the neutron and the He nucleus as 4/5 (14 MeV) and 1/5 (3.5 MeV), respectively. Thus the neutrons carry 4/5 of the reaction's energy. They transport it to a ~ 500 mm thick structure surrounding the burn chamber which is called the blanket, where by collisions with nuclei of the blanket material they release their energy resulting in a volumetric heat production there.

One of the partners in the D-T reaction, namely Tritium, is a radioactive element with a half-lifetime of ~ 12 years and thus does not exist naturally on earth in sufficient quantity. Therefore Tritium has to be produced by a nuclear reaction between neutrons from the fusion reaction and Lithium contained in the blanket, resulting in He_4 and Tritium.

How can a 100 Million degree hot gas called a “plasma” be confined in such a way as to isolate it from the vessel wall? At these temperatures atoms are split into their parts, namely electrons and ions and thus a plasma forms. A plasma is the fourth state of matter consisting of negatively charged electrons (-) and positively charged nuclei (+), also called ions. This makes it possible to confine the plasma in a magnetic field (see Fig. 3). The field lines must have a helical structure in order to confine the plasma. The reason is that in a torus the magnetic field is decaying from smaller radius to the larger radius of the torus and therefore drifts exist for ions and electrons which cause separation of the two families of charged particles and thus an electric field is produced which would cause a force radially out of the torus. A helical magnetic field averages the drifts out. Nevertheless due to the pressure the plasma wants to expand and has to be held in place by a magnetic well. Therefore for magnetic confinement in a closed torus one needs a helical field structure and a magnetic well [1].

There are two successful ways of producing helical magnetic field structures to confine a hot plasma:

the stellarator, where complex shaped coils produce a helical field with a magnetic well. Different stellarator configurations exist, of which some are very promising, but the development is not yet enough advanced to build a reactor class machine like ITER

In the tokamak a toroidal magnetic field is generated by the toroidal coils, and the plasma current (in the Mega Ampère range), induced by a transformer in the centre of the torus, generates a “poloidal” magnetic field i.e. concentric to the toroidal direction of the plasma current. The superposition of these two magnetic fields generates the desired helical field structure. An additional vertical field produced by so-called poloidal field coils (the brown ring coils in Fig. 4) provides the magnetic well and keeps the plasma in the desired position (Fig. 4):

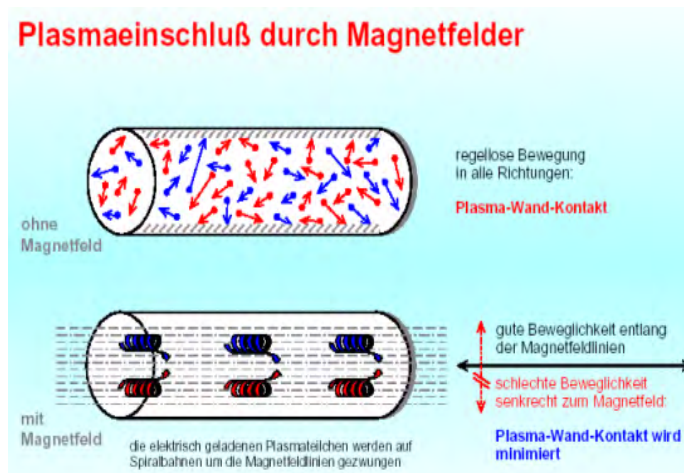


Fig. 3: A hot plasma in a cylinder with and without magnetic field. A magnetic field confines the plasma to the field lines and thus isolates it from the cylinder walls

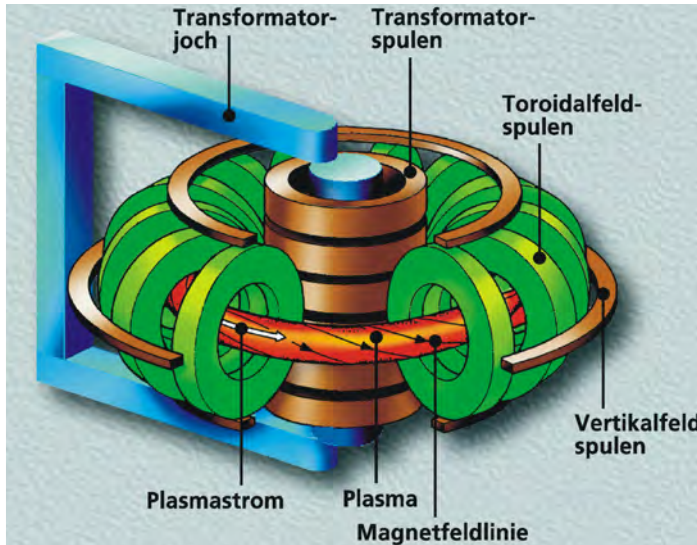


Fig. 4a: Principle of a tokamak. The toroidal field coils, the primary winding of the transformer in the centre (Central Solenoid) and the coils producing the vertical field can be seen. Also visible is the helical field structure in the plasma (the secondary winding of the transformer where a current is induced).

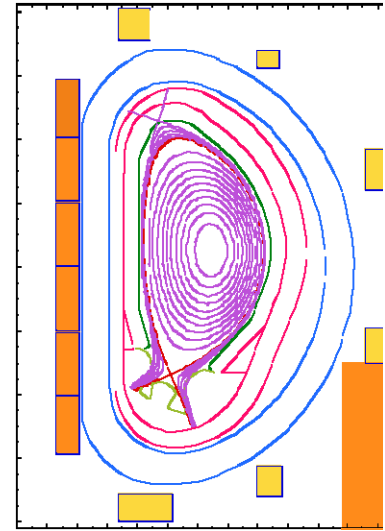


Fig. 4b: The cross section of a modern tokamak. The central solenoid, the poloidal field coils and the shaped plasma can be seen. Also visible is the divertor structure at the bottom of the vessel.

In order to generate a commercially interesting net energy output the plasma should be close to ignition meaning the energy of the He nuclei produced in the fusion reaction and the energy confinement in the magnetic structure should be sufficient to keep the plasma temperature at the required 100 million degrees. The necessary parameters for this condition can be described by the so called triple product diagram as seen in Fig. 5. Quantitatively the criterion for ignition says that the product of temperature (in keV), density (particles per m^3) and confinement time (in sec) should be 6×10^{21} and at the same time the temperature has to be in the range of 10 to 20 keV.

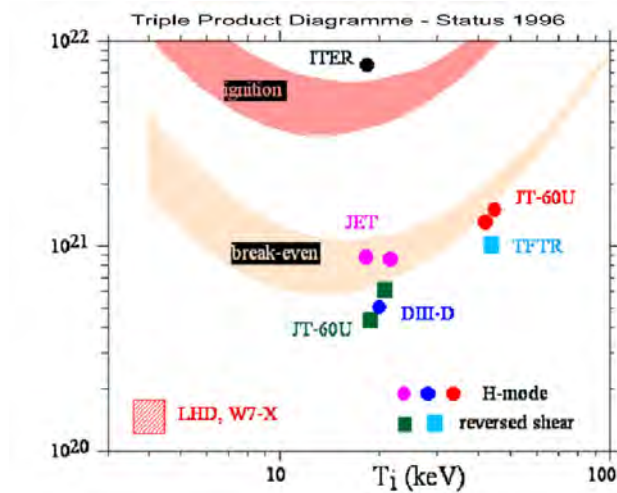


Fig. 5: Triple product diagram versus plasma temperature in keV. It can be seen that present day machines are in the order of a factor 10 away from the ignition domain.

The experimental reactor ITER, under construction in Cadarache (France), marks a breakthrough in the worldwide fusion research: It will be the first experiment which will reach parameters close to a reactor plasma, i.e. a triple product close to 6×10^{21} . For the first time an energy multiplication factor of at least ten will be achieved ($Q = 10$). Q is the factor by which the fusion power exceeds the external plasma heating. $Q = 10$ also means that 2/3 of the plasma heating will be provided by the alpha particles (He nuclei) produced by the fusion reactions. In fact, for the first time in magnetic confinement fusion research a plasma with dominant controlled self-heating will be studied in ITER [2, 3].

In order to achieve these parameters and the desired fusion performance requires several ingredients. Beside the fusion reactor physics of a burning plasma, reactor relevant technologies are needed as well (e.g. superconducting coils, actively cooled blanket and divertor, remote maintenance, a Tritium processing plant, etc). Due to the large financial and technical challenges it was decided already in the 1980s to establish an international collaboration and to build only one single experiment worldwide which should push the fusion parameters to the reactor scale. Partners in this project are today the European Union, China, India, Japan, the Russian Federation, South Korea, and the USA . The ITER facility is supposed to demonstrate a long burning, reactor-typical plasma and to test techniques such as plasma heating, plasma confinement by superconducting magnets, as well as energy production, the fuel cycle with tritium breeding and remote handling technologies [4].

2. ITER Physics Basis and ITER Physics Goals:

The ITER design is based on relatively conservative physics requirements in order to ensure that the predicted performance in the new regime of inductive operation at $Q = 10$ will be surely achieved (Fig 6) [2, 3, 5, 6]. During a design review in 2007 a comprehensive examination of new physics findings was undertaken which resulted in proposals for design improvements [7]. For any next step machine like ITER the achievement of $Q = 10$ is essential because only at sufficient high Q values α particle heating dominates. A performance below $Q = 10$ would thus not allow to examine the behaviour of a reactor plasma. Besides the inductive performance (plasma current driven by the transformer, i.e. pulse length limited to 400 sec) ITER should also demonstrate stationary discharges at $Q = 5$, i.e. discharges with non-inductively driven current. In these discharges, which are called “Advanced Tokamak Discharges”, the plasma current consists of ~ 60 to 70% bootstrap current (generated by trapped particles in a pressure gradients i.e. driven by the plasma itself) and a smaller part of the current (~ 30 to 40%), driven by external sources, i.e. inductive and non-inductive current drive systems. External current drive is very expensive because the current drive efficiency of the known systems is rather low (< 0.03 MA/MW) i.e. the majority of the applied power is dissipated by plasma heating or even inside the current drive system itself. Therefore, the ongoing plasma physics development aims at increasing the bootstrap current fraction as well as energy confinement. This has shown significant success during the last

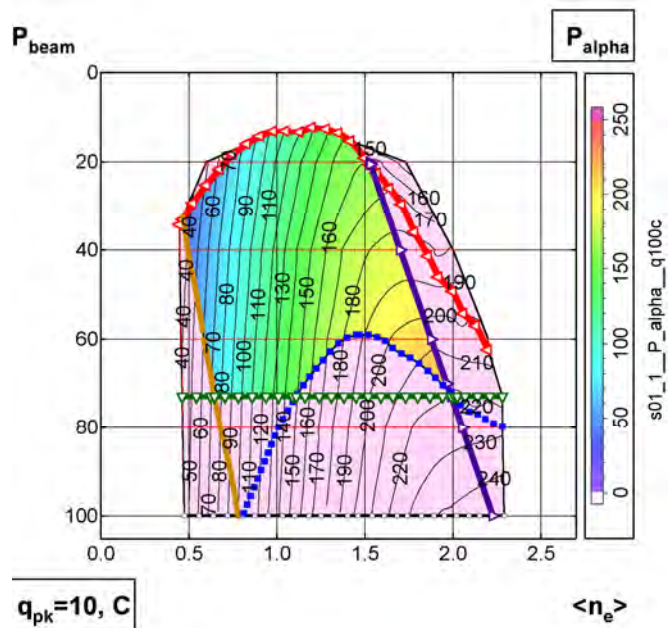


Fig.6 : Predicted ITER operational space depicted in a plane of normalised density (expressing the peaking of the density profile) vs additional heating power in MW (axis pointing downwards)) using an integrated plasma model [6] for inductive discharges. One can see that ITER will most likely exceed $Q = 10$ in a large part of its operational space. (colour shading – blue to red – and labeled thin black lines show alpha heating power, coloured lines: orange – $Q=5$, red – H-mode transition, blue – edge density limit, Lila – low temperature limit, green – additional power limit)

years by shaping the current distribution inside the plasma towards a radially flat or even a hollow profile in the plasma core region via external current drive aligned with the bootstrap Current. Thereby improved energy and particle confinement can be achieved. This higher confinement in turn yields an increase of the internal pressure gradient, resulting in higher bootstrap currents and thus more self-driven current. The downside of these type of discharges is that the total pressure in the plasma and thus its energy content is lower than in a (peaked) standard current density profile. The other downside is that in order to recover as much as possible of the total pressure these discharges are operated close to, or beyond, classical stability boundaries and need active stabilisation control (e.g., Resistive Wall Mode control)..

The physics goals of ITER are to demonstrate that the above regimes can be produced in a largely self-heated reactor relevant plasma (by alpha particle heating) and thus to provide the required performance to warrant the construction of a future DEMO reactor which should demonstrate the economic viability of fusion.

3. ITER Design and Technology:

The realisation of ITER required the development of several new technologies (e.g. superconducting coils with the relevant field and current density, high heat flux components, remote maintenance, etc.). Therefore seven large R&D projects were performed in full or representative model size (CS- and TF-magnets, Vacuum Vessel, Blanket, Divertor, Remote Maintenance for Blanket and Divertor) accompanied by a large

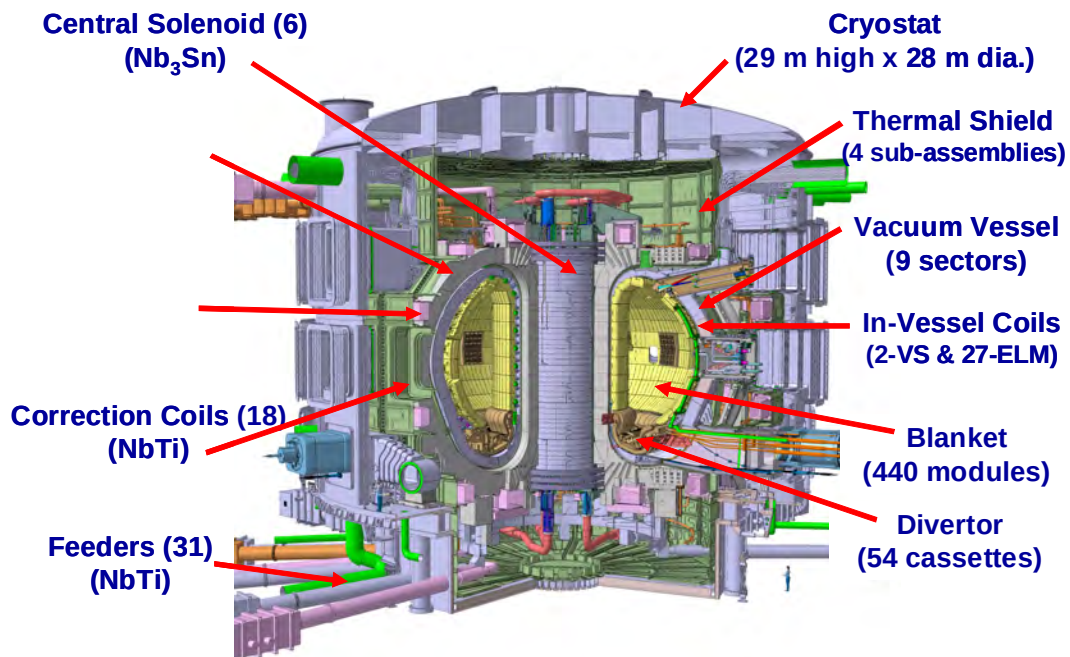


Fig. 7: A cut through the ITER machine and the cryostat, all the main components are labeled in the figure.[8]

number of related preparatory and small-scale R&D projects as well as R&D for other large components and systems, e.g. for the fuel cycle. This R&D program provided the basis for the validation of the ITER design and demonstrated that a machine like ITER can be constructed together with industry [4, 8].

In this paper only the design of the tokamak itself and the major components are presented while items like the buildings and the more standard technology of the balance of plant (e.g. heat transfer systems, cryo plants, etc) are not included. Figure 7 depicts a cut through the ITER machine inside the cryostat which during operation will be under vacuum. A geometrically complex thermal shield protects all superconducting magnets (which are at a temperature of 4.5K) against thermal radiation input.

The **cryostat** itself consists of a cylindrical vessel with toroidal and poloidal ribs and of a dome-shaped lid capable of coping with the atmospheric pressure of 0.1 MPA. The cryostat floor is supported by the foundations of the ITER building. The cryostat will be kept normally under high vacuum and is thus only vented if repairs on systems inside the cryostat are required. The high vacuum which is initially generated by large pumps is then maintained and further improved by the very large cryo pumping effect of the cooled magnets which are at 4.5K. Leaks into the cryostat must be avoided, because they would cause ice to form on the magnets and on the thermal shields. After a short while this ice would cause the heat input into the coils to grow and thus stop operation. Leak tightness is an issue since there are ~250 penetrations into the cryostat such as for magnet feeders, water cooling pipes for the blanket, the divertor and the plasma burn chamber (called Vacuum Vessel, VV) as well as electrical and diagnostic services. Also rails to support semi-remote maintenance tools for the maintenance of the PF coils and the magnet feeders as well as to re-tighten the pre-compression rings on the TF magnets and the pre-compression structure on the Central Solenoid are mounted on the lid as well as on the side walls of the cryostat.

The magnets are shielded from thermal irradiation from the VV and the cryostat by a **thermal shield** (green structure in figure 6). The thermal shield consists of a self-supporting grid like stainless steel structure and plates which are cooled by 80 K He gas pumped through small pipes welded onto those plates. All the feeders for the superconducting magnets and many water cooling pipes for the VV penetrate the thermal shield. In addition, due to its complex geometry and requirements to gain access for maintaining the coils it is a high tech component difficult to design. The cryostat and the thermal shield will be passed over to India and Korea, respectively, for the detailed design and manufacturing by autumn 2010.

The **magnet** assembly which is located between its inner and outer thermal shields is the backbone of the ITER machine. Figure 8 shows the magnet assembly. It consists of the toroidal field magnets [8, 9] with its massive inter coil structures which provide the mechanical rigidity of the machine, the poloidal field magnets needed for producing a magnetic well as well as for plasma shaping and plasma position control, the central solenoid required to initiate and sustain the current in the plasma and finally three sets of 6 correction coils which will provide error field correction. Error fields are generated by misalignment (in the mm range) of TF and PF coils as well as by magnet feeders. In a tokamak like ITER these error fields need to be reduced to 10^{-5} of the TF field in order to operate effectively.

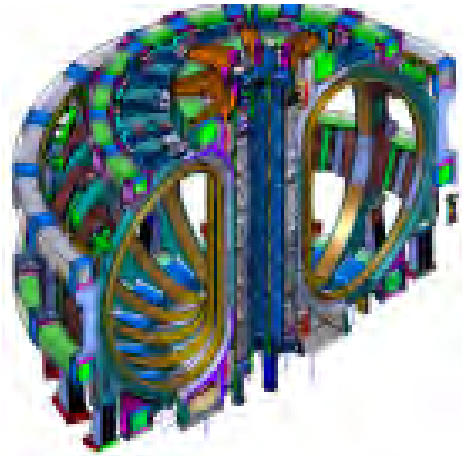


Fig. 8: The magnet assembly of ITER (CS, TF, PF coils). The magnets also provide the mechanical structure of the device onto which everything else is mounted with the exception of the cryostat.

Because of magnetic field strengths of 13 Tesla at the conductor and 5.5 Tesla at the center of the plasma, both types of magnets (CS and TF) have to withstand very large forces on their superconducting cables and on the whole magnet body requiring special design measures. As an example, a radial force of 35000 tonnes exerted onto each TF magnet, when the full field is switched on, has to be withstood by the coil housings through a system of wedge and shear keys. Also on the CS coil vertical and separation forces in the range of 18000 tonnes are possible and have to be accommodated by the structural design. The design of the magnets itself, of the structure and the precise assembly of these large and heavy components (one TF coil weighs 380 tonnes) are one of the challenges of ITER. The development of magnets capable to produce a field of 5.5 T in the centre of the plasma was a difficult task in the 1990s. The development of suitable superconducting cables and of the coils themselves took more than a decade. Also today the manufacturing of these high tech components are demanding for the ITER team, the Domestic Agencies as well as for the industry involved.

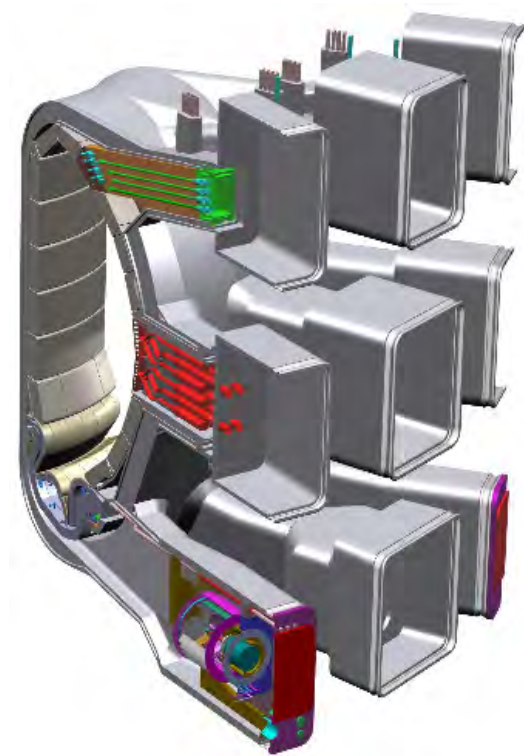


Fig. 9: The vacuum vessel and the in vessel components (blanket and divertor). The blanket modules are mounted on the vacuum vessel and are supplied by water manifolds also mounted on the vacuum vessel (see also fig. 18). Also shown are the equatorial and top port plugs for diagnostic and heating system access.

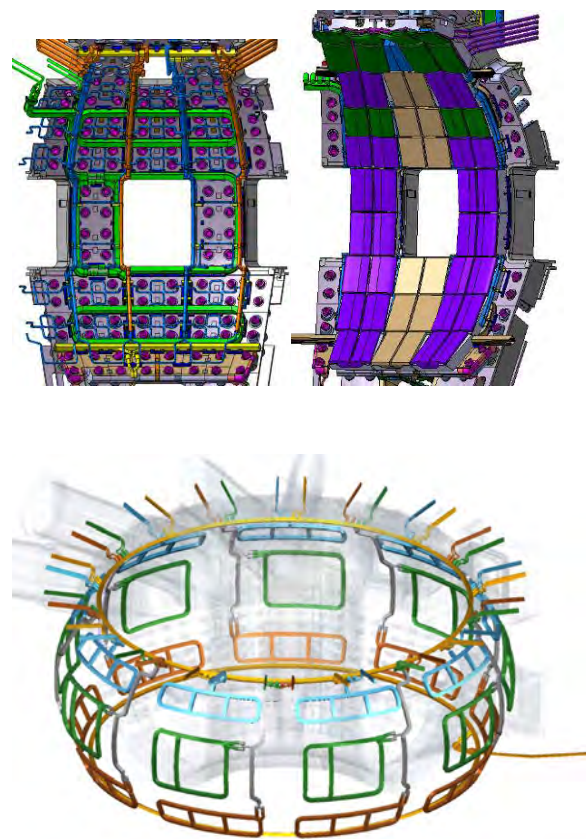


Fig. 10: Shown are in the upper left a sector of the VV with vertical stability coils (VS-Coils), ELM coils and blanket manifolds mounted, on the upper right the same sector with the blanket modules mounted on top of the VS and ELM coils and at the bottom an overview of all in vessel coils (VS and ELM)

Inside the TF coils and the inner thermal shield there are the **vacuum vessel** and the “**in vessel**” components (blanket, port plugs and divertor). Figure 9 shows the vessel-in vessel assembly with the blanket modules (450 modules, ~ 4.5 tonnes each) mounted on the

vacuum vessel and the divertor (on the bottom) consisting of 54 cassettes. Also shown are the equatorial ports and top ports which are used to get access to the plasma for diagnostic and heating systems as well as for test blanket modules aimed at developing tritium breeding. The main purposes of the in vessel components is to shield the vacuum vessel against fast neutron irradiation (> 2.2 MeV) in order to limit He production inside the steel and the heat load deposited inside the superconducting coils by the neutrons. In total this heat load must remain below ~ 14 kW at the nominal fusion power of 500 MW.

The **vacuum vessel** has several functions, among others to provide a high quality vacuum [10]. It is the first barrier for radioactive material, the second barrier to separate air from potential sources of hydrogen, it has to be able to remove the decay heat of all in vessel components in cases of a loss of coolant and it has to provide an efficient radiation shielding for the coils together with the blanket. In addition, it has an important structural function because electromagnetic loads during abnormal operation conditions (disruptions, i.e. when the plasma current decays within 50 ms) on the in vessel components have to be ultimately mastered by the vacuum vessel. In particular large vertical (> 10000 tonnes) and horizontal loads (> 3000 tonnes) may occur. The vessel is made of two shells consisting each of 60 mm thick stainless steel plates and structural ribs in between. The rest of the volume between the ribs is filled with steel shielding plates enriched with boron. In certain areas these shielding plates are ferromagnetic, in order to help to reduce the magnetic field ripple produced by the discreteness of the TF coils, which would cause enhanced fast plasma particle losses and would reduce energy confinement. Extensive R&D was performed on the VV and how to assemble it (weld it) with the high accuracy needed.

During the design review of ITER in 2007 and 2008 it was found that for stable plasma operation additional in vessel Cu coils are needed to improve the vertical stability of the plasma and to suppress Edge Localised Modes (ELMs) [7]. ELMs are observed in all present day tokamaks where they usually do not harm the in vessel components. However in a machine like ITER with more than an order of magnitude higher energy content in the plasma ELMs would damage very quickly the plasma facing components and therefore have to be suppressed. It was found in experiments first in the US and then elsewhere that ergodising the magnetic field structure at the plasma edge by a set of in vessel coils, reduces the particle and energy confinement in this region slightly. As a consequence the pressure gradient will not exceed anymore the edge ballooning stability limit and a stable and ELM free H-mode plasma can be maintained. Figure 10 shows a prototypical vacuum vessel segment with the in vessel coils and manifolds mounted (upper right), the same segment with the blanket modules and the first wall mounted on top of the coils (upper left) and an overview of the in vessel coils in the VV (bottom). In the bottom of figure 10 one can see the two ring coils (top and bottom) for vertical stabilisation of the plasma and the 27 (ergodising) ELM suppression coils (3 per sector).

The neutron heat load into the vacuum vessel itself is very moderate, requiring only slowly flowing water between the shielding and structural ribs for cooling. Practically all the neutron heat load (500 MW) goes into the blanket and (a smaller fraction thereof) into the divertor. However if a loss of coolant accident occurs in the cooling loops of the in vessel components the plasma operation will be stopped and safety considerations require that the remaining decay heat has to be removed by radiation to the VV and then from the VV by cooling. The design foresees that even when no action is taken for many days to reinstall cooling for the in vessel components, the temperature of the in vessel components would peak at $\sim 500^{\circ}\text{C}$ within a week, a temperature which does not compromise the mechanical properties of stainless steel. Thus ITER (and also future fusion reactors) are inherently safe and do not need any emergency cooling except for the VV where redundancy is built into the system.

The vacuum vessel has 3 levels of ports, one at the top, one at the equatorial plane and one at the divertor level. While at the top and equatorial level there are 18 ports, only half this number of large ports exists at the divertor level. The ports are either closed by a port plug (top and equatorial planes) or by large port flanges (divertor). In both cases a strong mechanical mount (bolts) and a lib-weld to achieve high vacuum tightness are foreseen. The ports house heating systems and diagnostic systems and are also used to gain access to the in vessel components in case of maintenance. For maintenance large casks dock to the ports and deploy RH tools into the VV (see below).

The **blanket** (figure 11) which is mounted on the VV inner surface above the ELM and VS coils and the blanket manifolds consists of 450 modules, each approximately $2\text{ m} \times 1\text{ m} \times 0.45\text{ m}$ with a weight of ~ 4.5 tonnes [11]. The shield modules are attached to the VV through a set of flexible spring like cylindrical housings and two keys preventing rotation of the blanket modules which could occur due to electromagnetic forces during disruptions. These kind of torque on a blanket module can exceed 450 tonnes. Similar forces can be pulling and pushing onto the blanket modules and these have to be taken into account of by the flexible housings (which have to be stiff enough). A complex attachment scheme is needed because the blanket modules will thermally expand compared to the VV and at the same time the attachment has to be stiff and rigid in order to withstand the large electromagnetic loads. Therefore the blanket is one of the major engineering challenges in a device like ITER.

The main purpose of the ITER shielding blanket is to absorb the majority of the fusion power transported by neutrons and thus to provide adequate shielding for the vacuum vessel and the coils. In a future reactor, the blanket will also have to breed tritium by a nuclear reaction between Li and the 14 MeV fusion neutrons. In ITER Tritium breeding will be tested by test blanket modules mounted in three equatorial ports in order to assess and further develop different breeding techniques and to eventually decide on the type of blanket to be used in a DEMO reactor. The plasma facing first wall (FW) of the blanket consists of a detachable FW panel mounted on the above described blanket shield boxes. The FW modules can be removed by the same RH tools as the shield modules and thus the shield modules will most likely remain inside the machine for the lifetime of ITER. An additional RH tool is developed at the moment for maintaining ELM coils and FW modules in order to avoid the need for using the heavy RH tool (IVT) foreseen for major blanket maintenance of installation operations. The first wall has to withstand up to 0.5 MWm^{-2} of electromagnetic irradiation in steady state and significantly larger heat loads from plasma interaction, which concentrate in certain areas of the machine. For example on the top where the plasma exhibits a second X-point at the 4 cm line heat loads can be as large as 2 MWm^{-2} . During plasma start up and shut down a part of the FW will be used as a limiter

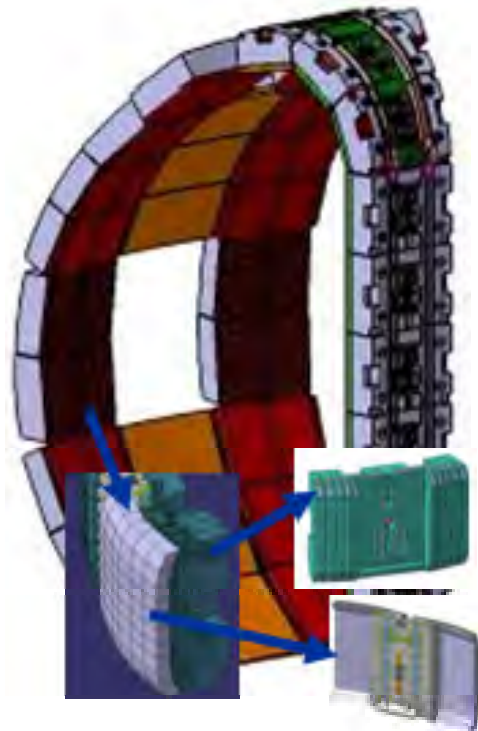


Fig. 11: The blanket modules and the water supply manifold from the vacuum vessel side. As one can see, the manifolds are embedded into the blanket modules, but are mounted on the vacuum vessel wall. Also shown in the inset figure on the bottom is a blanket module split into shield module and FW module.

with heat loads of several MWm^{-2} . In addition shine-through from the Neutral Beam Injection (NBI) requires certain areas between equatorial ports to accept up to 4 MWm^{-2} peak heat loads. Also transient heat loads from abnormal operation events such as disruptions dumping many tens of MJ during less than a second have to be withstood by the FW. These events will cause surface melting but should not lead to a burn-out of the cooling channels (i.e. an evaporation of the cooling water and thus less cooling causing a rapid increase of the temperature and a failure of the component which may even result in a leak). Therefore 2 types of FW panels are foreseen, one set with a heat load limit of 2 Wm^{-2} for the low heatflux regions and one set of Tungsten (W) panels for the high heatflux regions with a specification of 5 Wm^{-2} . The panels consist of a stainless steel body with the mechanical attachment and the water connection. Both are designed to penetrate into the blanket box by $\frac{3}{4}$ of its thickness in order to maintain re-weldability after neutron irradiation and in order to limit the neutron heat loads on the bolts. The low heat flux first wall consists of a dense array of 10 mm diameter, 1 mm wall thickness stainless steel tubes embedded into a Cu matrix by HIPping (hot isostatic pressing).

The plasma facing material, also HIPped to this Cu matrix, is 10 mm thick “castellated” (grooved) Beryllium (Fig. 10). The high heat flux FW consists of CuCrZr hypervapourators onto which Be tiles are brazed. At the moment qualification of industries modules is under way in the parties which will produce FW panes and blanket shield.

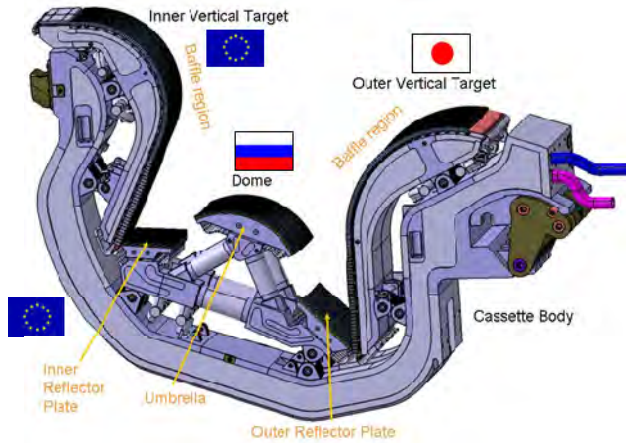


Fig. 12: Divertor cassette. Shown are the cassette body and the three target plates (the inner vertical target, the dome structure and the outer vertical target). The dome structure has large openings for neutral gas flowing from the inner to the outer target. It has also an opening allowing pumping into the bottom of the dome and then through gaps in the cassette body radially out.

is to direct the inevitable plasma wall interaction towards a position away from the main plasma in order to reduce impurity contamination of the main plasma and to keep the plasma edge hot. All the energy created by the α particle heating and by external heating of the plasma finally has to be absorbed by the first walls of the machine. While the blanket receives to a large extend only electromagnetic radiation loads and plasma particles conducted to the wall which are distributed over its large surface of $\sim 1000 \text{ m}^2$, the plasma interaction in the divertor is relatively localised (60% of the heat are deposited within 10 m^2). Only 30% to 40% of the total plasma power are radiated and conducted onto the blanket first wall, $\sim 60\%$ will end up in the divertor.

The **divertor** (figure 12) is the component located on the bottom of the machine and receives the highest peak heat fluxes of all components, namely during normal operation $\sim 10 \text{ MWm}^{-2}$ and in long duration transients up to 20 MWm^{-2} . As already mentioned above the magnetic configuration of the divertor is generated by a special field configuration, where the poloidal coils are operated in such a way, that the normally helical trace of the field lines around the machine is cut open at the boundary of the plasma and the field lines outside the so called separatrix are guided in approximately 1.5 toroidal turns down into a separate chamber, namely the divertor chamber. The aim

The divertor consists of 54 cassette bodies made from stainless steel which form its structural backbone and distribute the coolant to the three different target modules in each cassette (Fig. 11). The cassette solution was mandatory for maintenance because in contrast to the blanket no access holes can be permitted on the divertor FW components due to the large heat loads present in the divertor. Therefore remote maintenance of these high heat flux (HHF) components is performed by removing and installing these 54 cassettes and by exchanging the divertor targets (HHF components) inside the Hot Cell where one can access the water coolant connections and the mechanical fixations of the targets from the side of the cassette.

The targets themselves also have a steel backbone onto which the high heat flux capable heat sinks are mounted [12]. The strong steel structures are required to withstand the electromagnetic loads already mentioned above. In the lower part of the vertical targets, a peak heat load of up to 20 MWm^{-2} can occur while the peak heat flux in all other areas of the divertor is normally in the order of 5 to 10 MWm^{-2} . For the first divertor to be installed in ITER in the highest loaded area CFC monoblocks are mounted on a coaxial tube with helical turbulence promoters (swirl tubes) as shown in figure 13, in all other areas W monoblocks or tiles are brazed to the CuCr Zr heat sink tubes or rectangular heat sinks. Monoblocks are CFC cubes ($20 \times 30 \times 10 \text{ mm}$) or W sheets ($20 \times 30 \times 5 \text{ mm}$) through which holes are drilled (figure 14). The CuCrZr tube is then fitted into these holes and either brazed to the CFC (or W) or hiped to a Cu interlayer casted onto the monoblocks

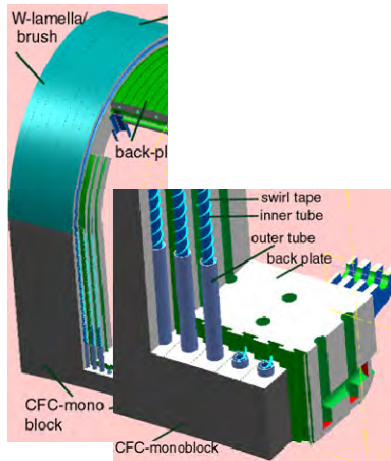


Fig. 13: Design of the vertical targets. The lower part is made of CFC, the upper part of W. One can also see the helical turbulence promoters in the enlarged detail.

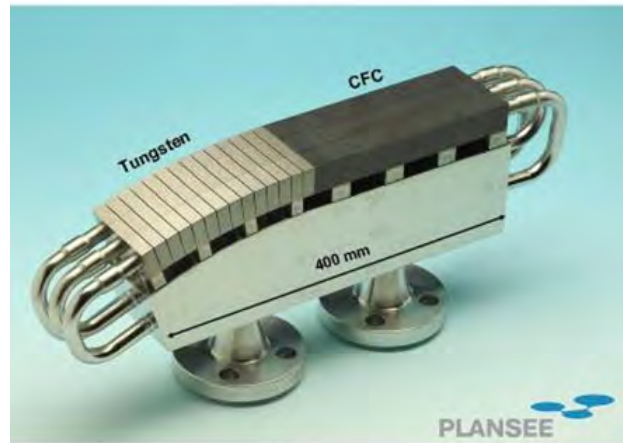


Fig. 14: A medium scale mock up produced for qualification by the EU-Domestic Agency. Again CFC and W are used. This mock up withstood successfully 2000 pulses at 20 MWm^{-2} on the CFC part and 18 MWm^{-2} on the W clad part.

beforehand. This construction allows absorbing peak heat loads of 20 MW for extended durations (many seconds and many pulses (> 1000)). In less loaded areas of the divertor W tiles are brazed onto rectangular CuCrZr heat sinks.

The CFC targets at the bottom of the divertor are only a temporal solution for the non-active operation phase of ITER (i.e. the first ~ 4 to 5 years) before DT will be used in ITER and the machine will get radioactive. For the later phases the divertor will be changed to an all-W divertor, i.e. the CFC areas will be replaced by W monoblocks applying the same technology as described above. The rationale for the CFC targets in the early phase of operation (and thus during the learning phase of ITER operation) is that CFC does not melt during abnormal events like disruptions where several tens of MJ will be deposited onto the

divertor. Until ELM stabilization etc. will be proven it is the more adequate material. However, CFC cannot be used during the nuclear operation phases of ITER because due to the very intensive C – H chemistry large quantities of T would be stored inside the ITER vessel causing eventually a safety concern. Therefore the divertor targets will be changed to al-W targets before nuclear operation starts, i.e. operation with DT.

The development of high heat flux components was supported by an extensive R&D. An example of a successfully tested medium-scale mock up is shown in figure 13. In the meanwhile also larger mock ups were tested and the development of a full W target was advanced in the area of high heat fluxes too. At the moment R&D has progressed to a large extent towards qualification of industrial processes to be able to start a “mass production” of the divertor targets in the next few years. This qualification is required, in particular for improving reliability and reproducibility in a series type manufacturing process during ITER construction in order to ensure the quality standards of these highly stressed components. Since ITER components are constructed by several members of the ITER agreement the involved industries in all these countries have to be qualified.

Remote maintenance is essential for reactor relevant fusion machines like ITER [13]. Already after a few DD discharges and in particular after only one single DT discharge of a few hundred seconds duration, the machine will be sufficiently activated that human access to the in vessel area is possible. Therefore remote maintenance is required for all in vessel

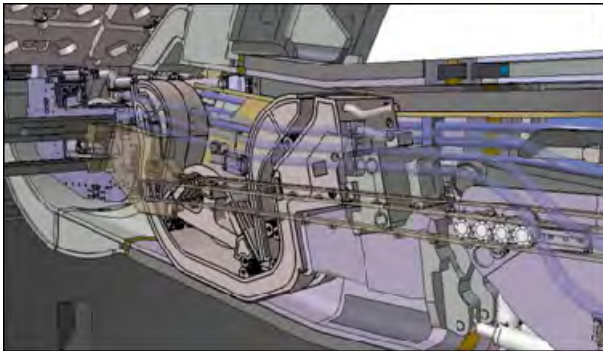


Fig. 15: shows the cassette radial mover bringing a new cassette

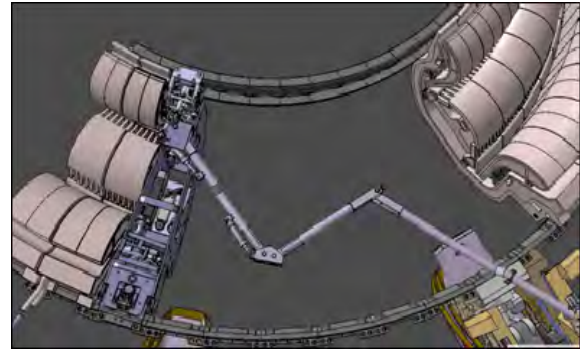


Fig. 16: shows the cassette toroidal mover after moving the cassette to its final position and fixing it there.

components including the port plugs. Due to the activation of these components they have to be also remotely repaired in a hot cell.

The divertor system is based on cassettes which are mounted on two strong rails (Figures 15, 16). The rails are also used for the remote maintenance machines. The divertor maintenance is performed by opening three ports and inserting a tool (radial mover) which removes two cassettes, namely the one in front of the port and the neighbouring one on the left side. Then a second machine is introduced (the toroidal mover) which has the shape of a cassette body and can move the cassettes along the rail to the open remote handling port where the radial mover then removes them from the vessel [14]. In this way the full replacement of a divertor takes less than 6 month, a time not too far from what will be needed for a fusion reactor where availability has to be maximised. The most time consuming operation, however, is not the moving and locking/unlocking of the cassettes but the cutting and welding of the water pipes providing the coolant to the cassettes. In particular weld preparation, positioning of the two ends accurately together and, after welding, the inspection of the weld and leak checking are time consuming tasks. All these

tasks have to be also performed by the two movers described above. To this end they have a manipulator with can be equipped with several different end actuators.

A first remote handling platform was built in Brasimone, Italy, during the nineties for the original large ITER machine design where the concept was tested successfully. A new platform has in the meanwhile been built in Finland which mimics the present design of ITER and thus the new geometry (Figure 17).



Fig. 17: Remote handling platform for the ITER divertor constructed in Finland.

The remote maintenance of the blanket is more difficult than the one for the divertor because it has to be performed in 3-D [15]. The solution found was to install a rail in the centre of the plasma chamber (Fig. 18) supporting up to 4 vehicles which are able to grip blanket FW or shield modules, to dismantle their mechanical, electrical and water connections and to transport them to two ports, where a transport platform takes the modules out into a remote handling cask. A difficult task is the installation of the rail, which has to be delivered to the different ports in

pieces and then has to be assembled automatically. A large test facility was constructed and operated in Japan in order to proof the feasibility of this concept (Fig. 19).

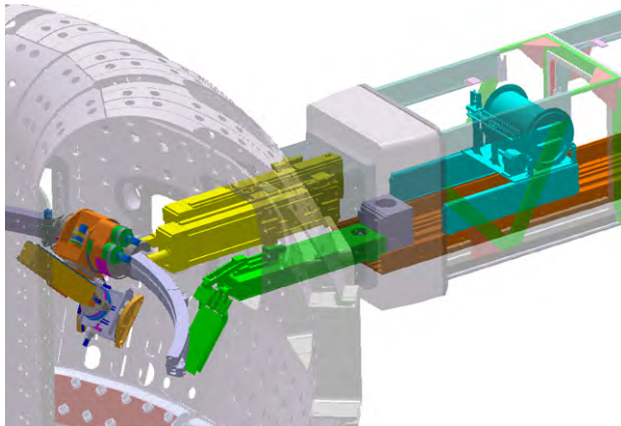


Fig. 18: Blanket remote maintenance system. It is based on a rail which is installed by the machines which are later running on it. Up to 4 machines can work simultaneously. The locking supports (yellow) and the transporter which brings blanket modules from the cask into the machine (green) can be also seen.

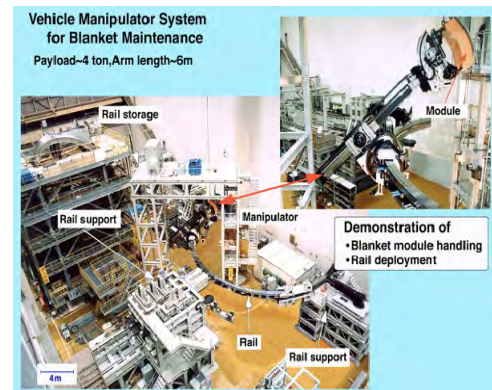


Fig. 19: R&D project for the blanket handling system built in Japan. It has been demonstrated that such a system is feasible for the original larger ITER. For the current ITER design some improvements aimed at simplifications are needed.

Other ITER high tech components such as the heating systems, the fuel cycle and plasma diagnostics etc. are not described within the scope of this paper. For these systems an extensive design and R&D process also took place during the ITER EDA phase and beyond until today. In contrast to R&D for the main components this R&D was performed

to a large extent not by industries but by the fusion laboratories which will have to play a significant role during the ITER construction period. In Europe several laboratories have formed consortia aimed at developing and constructing these peripheral components for ITER. Significant further R&D is necessary for the heating systems and the fuel cycle before these components can be procured and installed in ITER. Due to the fact that they will be needed relatively late in the machine assembly phases 2 and 3 (see below) there is adequate time left provided the present intensive and successful work in these areas continues.

4. The ITER construction schedule and initial operation

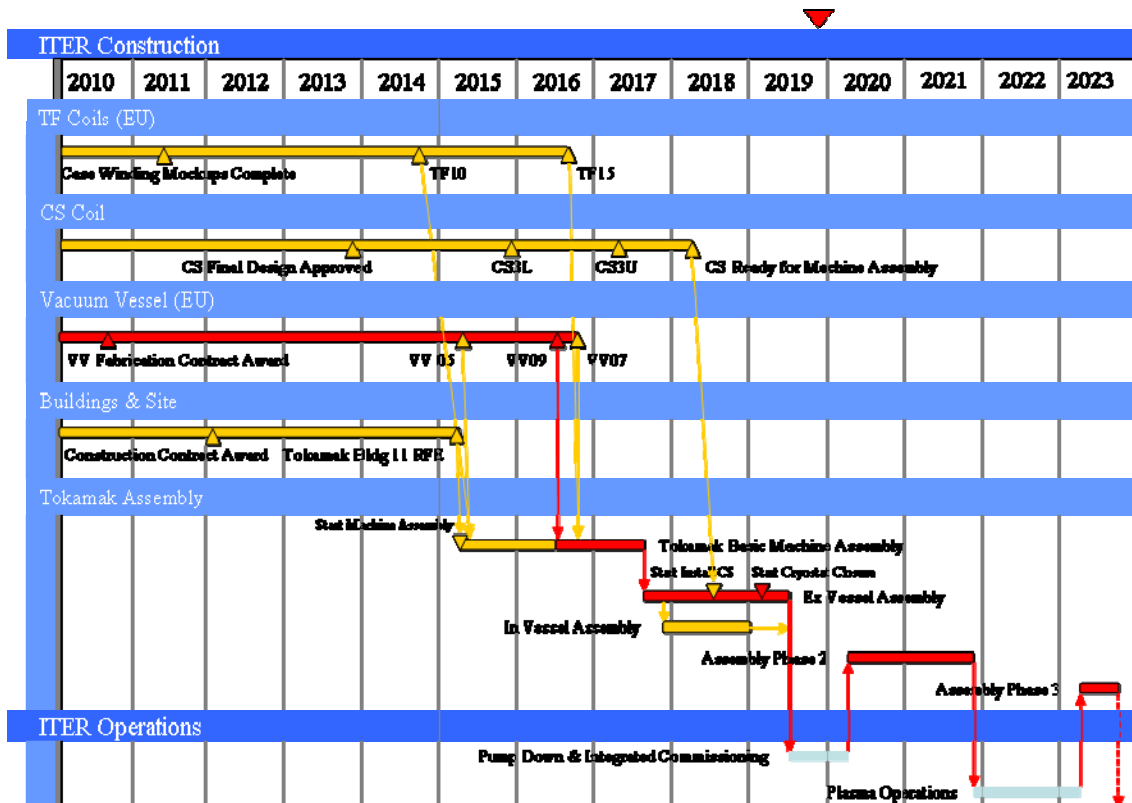


Fig. 20: ITER construction schedule, one can see the 2019 first plasma date and the following 2 assembly phases leading to a later DT operation which is not shown on this graph. The critical path for the construction is shown in red, operation phases in light blue.

The ITER construction schedule was originally foreseen to last 10 years. However, it became clear very soon that the ITER Organisation (IO) and the Domestic Agencies (DAs) of the different ITER partners who have to perform the procurement could not be built up sufficiently rapidly. Therefore this schedule could not be maintained. In addition the design of many ITER components required more time, also due to changes resulting from the design review which had to be implemented to ensure a fully consistent ITER design once the construction was agreed. A bit more than 2 years into the construction project it was then possible to establish a new realistic and lower risk construction schedule based also on the input from concrete procurement preparations in the DAs and their industry and on newly established costs. This updated schedule foresees a phased commissioning of the machine with a limited first plasma operation in 2019 and thereafter a succession of

assembly and operation phases. This updated schedule yields a completely assembled machine (including all heating and diagnostic systems as well as fuel cycle systems) by the end of 2023 and in early 2027 the start of full DT operation with the first experiments towards the objectives of $Q=10$ and 500 MW fusion power. Further optimization of this schedule may lead to some slight acceleration which would allow DT operation starting in 2026. The construction schedule is summarized in figure 20 (construction up to first plasma).

The above construction schedule and the revised overall project costs as well as the technical baseline of ITER will be presented to the ITER Council at its meeting in July 2010. It is expected that the Council will approve the baseline and that this schedule and cost can be realistically achieved by the combined organisations of IO and DAs.

Literature

- [1] G. McCracken, P. Stott, "Fusion : The Energy of the Universe", ELSEVIER Academic Press
- [2] ITER Physics Basis: ITER Physics Basis Editors et al 1999 Nucl. Fusion **39** 2137
- [3] Progress in the ITER Physics Basis: Editors of 'Progress in the ITER Physics Basis' et al 2007 Nucl. Fusion **47** S1
- [4] ITER Final Design Report, IAEA Vienna 2001
- [5] G. Janeschitz, et.al., "A 1-D predictive model for energy and particle transport in H-mode", Plasma Phys. Contr. Fus 44 (2002) A459 – A471
- [6] G.W. Pacher, H.D. Pacher, G. Janeschitz, , A.S. Kukushkin, Nucl. Fusion 48 (2008) 105003 (26pp)
- [7] R. J. Hawryluk, et al, Nucl. Fusion **49** (2009) 065012
- [8] ITER Plant Description Document (2009) available in the ITER Document Management System (IDM) [PD - Plant Description \(2X6K67\)](https://user.iter.org/?uid=2X6K67) (<https://user.iter.org/?uid=2X6K67>)
- [9] F. Savary, A. Bonito-Oliva, R. Gallix, Status Report on the Toroidal Field Coils for the ITER Project, to be published in the proceedings of MT-21, (2009)
- [10] K. Ioki et al. Fusion Engineering and Design 84 (2009) 229–235
- [11] M. Merola, et.al., ITER In Vessel Components, to be published in the proceedings of ISFNT-9, (2009)
- [12] C. Lowry, et.al., ITER-PFCs, IAEA Fusion Energy Conference, (2008), IT-1-4
- [13] A. Tesini and J. Palmer, "The ITER remote maintenance system," *Fusion Engineering and Design* Volume 83, no. 7-9 (December 2008): 810-8
- [14] J. Palmer et al., "The design and development of divertor remote handling equipment for ITER," *Fusion Engineering and Design* 82, no. 15-24 (October 2007): 1977-1982
- [15] Masataka Nakahira et al., "Design progress of the ITER blanket remote handling equipment," *Fusion Engineering and Design* 84, no. 7-11 (June 2009): 1394-1398

Dr. Günter Janeschitz
 ITER Organisation
 CS 90046
 F-13067 St. Paul Lez Durance CEDEX
 France

The Physics Base for ITER and DEMO

Hartmut Zohm, Max-Planck-Institut für Plasmaphysik D-85748 Garching, Germany

1. Introduction

Nuclear Fusion research using magnetic confinement aims at confining a plasma consisting of hydrogen isotopes, hot and dense enough such that fusion processes between the nuclei lead to a net energy gain. Magnetic confinement is realised in toroidal geometry where helical magnetic field lines form a set of nested magnetic surfaces as shown in Fig. 1. The helical field lines can either be formed by a combination of planar external coils and a current in the plasma ('tokamak', left part of Fig. 1) or completely by more complicated coil set ('stellarator', right part of Fig. 1). In general, the charged plasma particles follow the magnetic field lines and hence gradients in density and temperature can be sustained between the magnetic surfaces. If successful, magnetically confined plasmas could result in a sustainable energy source with favourable environmental properties.

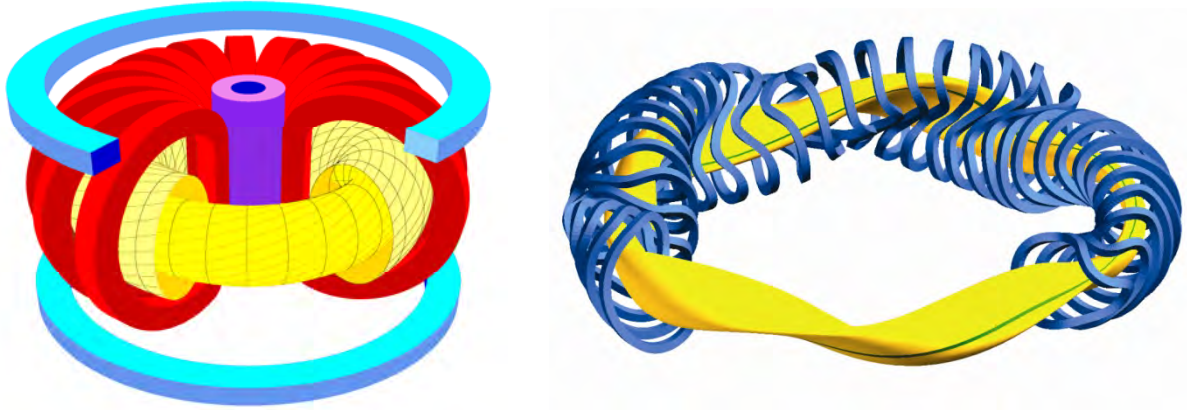


Fig. 1: Toroidal magnetic geometry for confining a fusion plasma. Left: axisymmetric 'tokamak' device with planar coils (red) and central transformer (violet) to induce a toroidal plasma current. Right: 'Stellarator' device with 3-dimensional coils – this configuration does not need an intrinsic plasma current for confinement.

To reach this goal, a plasma consisting of a 50:50 mix of Deuterium and Hydrogen has to be heated to temperatures of the order of $k_B T \approx 20$ keV and the number density should be of the order $n = 10^{20} \text{ m}^{-3}$. Then, fusion reactions will occur according to



where the released energy is split according to conservation of energy and momentum into 1/5 for the α -particle and 4/5 for the neutron. The latter will escape the magnetic confinement and heat the wall of the reactor; the α -particle however is also confined in the plasma and will, via collisions, heat the plasma. This self-heating by the fusion reactions is supposed to cover the majority of the energy loss from the hot plasma by radiation, convection and conduction. This postulate leads to the so-called Lawson Criterion (see e.g. [1]) which demands that the product of density and energy confinement time exceeds $n\tau_E \approx 2 \times 10^{20} \text{ m}^{-3} \text{ s}$ at the above mentioned temperature of roughly 20 keV. Here, τ_E is the energy confinement time which characterises the quality of the heat insulation of the magnetic confinement device. In

stationary conditions, it can be expressed as $\tau_E = W/P$ where W is the thermal energy of the plasma and P the heating power needed to sustain it.

Progress in magnetic confinement devices all around the world has led to the creation of plasma that are dense and hot enough to roughly fulfil the Lawson criterion, but at present, the energy confinement time is not high enough to obtain a sufficient fraction of self-heating. Typically, energy confinement times of several 100 ms can be realised on the largest present day experiments while a reactor will require τ_E to be of the order of several seconds. However, the experimental results together with the theoretical understanding obtained over the last decade have given confidence that a machine can be build that will fulfil the requirements for dominant self-heating. This device, ITER [2], is presently under construction in a multi-national effort at Cadarache, France, and supposed to go into operation by the end of the decade. If successful, it should be followed by a device that generates net electrical power and is the direct step to a commercial reactor. This step is called DEMO [3], and its physics requirements will be somewhat more stringent than those for ITER. It is the aim of this paper to outline the physics requirements for ITER and DEMO and to compare them with the present status of research, hence highlighting areas which will need special attention in the coming years. The discussion is focused on the plasma physics requirements; details about the technology aspects can be found elsewhere.

2. Main topics in Fusion Plasma Physics

In the previous section, we have already mentioned the conditions that need to be achieved for a successful fusion reactor based on the magnetic confinement principle. Looking in more detail, one can separate four basic areas of fusion plasma physics that need attention for the system to succeed:

Transport of heat and particles determines the amount of heating needed to obtain the necessary temperatures. First estimates of the cross-field transport based on binary collisions, carried out in the 1950-1960s, gave quite favourable predictions, but it was found experimentally that the heat loss is much bigger than initially thought because the strong gradients drive turbulent transport that can exceeds by orders of magnitude the losses predicted by binary collision theory [4]. Since the quantitative prediction of turbulent transport is quite difficult, empirical scalings using experimental data from magnetic confinement devices were assembled to predict the energy confinement time τ_E in future devices. A widely used scaling is the so-called ITER98(p,y) scaling [5] that predicts τ_E based on a power law dependence of the engineering parameters used to control the confinement device. In particular, this scaling has been used to evaluate the ITER design point such that it would enable ITER to reach its goals if heat losses follow this scaling. It is hence common to quote experimentally reached data points in relation to the prediction by this scaling through the quantity H (also called ‘H-factor’)

$$H = \tau_{E,exp} / \tau_{E,ITER98(p,y)}. \quad (2)$$

In the following sections, we will adopt this approach.

Stability of the magnetically confined plasma is a major issue. In the optimum temperature range around 20 keV, the fusion reaction rate $R_{DT} = n_D n_T \langle \sigma v \rangle$ can be approximately expressed as $R_{DT} \sim n^2 T^2$ [6] and since the kinetic pressure of an ideal plasma is $p = n k_B T$, the fusion power density will scale roughly as $P_{fus} \sim p^2$. Hence, raising the plasma pressure will lead to larger fusion power. On the other hand, the kinetic pressure also is a source for magnetohydrodynamic (MHD) instabilities which set a limit to the maximum

achievable pressure. An important dimensionless number characterising the instability drive is the ratio of kinetic pressure to magnetic pressure $B^2/(2\mu_0)$:

$$\beta = 2\mu_0 \langle p \rangle / B^2 \quad (3)$$

which can also be viewed as a number describing the efficiency of the use of the magnetic field since the strength of magnetic field necessary for confinement largely determines the cost of the device while as stated above, p determines the fusion power output. Typical β values needed for economic reactors will be of the order of several %. These have been reached in present day devices, but coming close to these values has also revealed that MHD instabilities can occur in that region. Hence, understanding the physics of these instabilities to avoid or control them is an important line of research. In particular, for the tokamak configuration (see Fig. 1, left), ideal MHD theory predicts that the maximum value of β should be related to the toroidal plasma current I_p , the minor radius of the torus a and the magnetic field strength B by $\beta_{max} \sim I_p/(aB)$. This so-called Troyon-limit [7] has been confirmed experimentally and hence the experimental values are often quoted in relation to this limit as β_N , the ‘normalised β ’:

$$\beta_N = \beta/(I_p/(aB)). \quad (4)$$

In the following sections, we will follow this approach.

Concerning the *self-heating by α -particles*, the importance of the internal heating is characterised by the fraction of α -heating power P_α to the total power $P_{tot} = P_\alpha + P_{AUX}$ where P_{AUX} is the auxiliary power used to heat the plasma by external means. Since the α -particles carry 1/5 of the energy released in the fusion reaction (see also Section 1), this can be directly related to Q , the ratio of fusion power P_{fus} to auxiliary heating power by

$$Q = P_{fus}/P_{AUX} \Rightarrow P_\alpha/P_{tot} = Q/(Q+5). \quad (5)$$

In the following, we will use Q to characterise the amount of α -power in a discharge. For $Q \rightarrow \infty$, the plasma approaches the ignited state and control of the heating power is no longer directly possible by adjusting the external heating power. Hence, burn control will become an important subject under these conditions. In addition, a large fraction of suprathermal α -particles represents a source of free energy that can drive instabilities which might redistribute or even eject the α -particles, reducing the efficiency of the self-heating process.

Finally, the *exhaust* problem mainly comes from the need to remove the power that leaves the plasma along magnetic field lines to the first wall since the interaction region, typically realised in the form of a magnetic divertor, is usually very narrow. The main technical limitation is set by the heat flux that can be removed in steady state from a divertor component. A typical value is of the order of 10 MW/m². Since the width of the interaction region does not scale strongly with machine size, a criterion commonly used is

$$P_{tot}/R_0 = (P_{AUX} + P_\alpha)/R_0, \quad (6)$$

with R_0 being the major radius of the torus [8]. A common approach to limit the heat flux to the divertor components at given P_{tot} is to add impurities in the plasma boundary that will convert some of the power into electromagnetic radiation that is distributed evenly over the whole inner wall. Care has to be taken that this does not dilute the plasma or create too much radiation loss in the plasma centre where the heating power is needed to balance the losses from conduction and convection.

The criteria (2), (4), (5) and (6) can hence be used to characterise the physics requirements for future reactor-grade devices and to compare them with the parameters reached in present day devices. This will be done in the following two sections.

3. Requirements for ITER and DEMO

In this section we discuss the requirements for ITER and DEMO concerning the parameters introduced in the previous section. As pointed out before, to reach significant α -heating, we need $Q \gg 1$. An analysis of the confinement scaling with machine size R_0 , confinement quality H and normalised pressure β_N shows that Q depends mainly on R_0 and H and only weakly on β_N in the form [9]

$$Q \propto \frac{H^{3.23} \beta_N^{0.1} R_0^{2.7}}{\text{const} - H^{3.23} \beta_N^{0.1} R_0^{2.7}} \quad (7)$$

Hence fixing $H=1$ (i.e the scaling used for ITER), largely determines the size of the machine, which for the ITER choice of $Q = 10$ (meaning $P_\alpha = 2P_{AUX}$) yields $R_0 = 6.2$ m. Due to the strong nonlinearity of (7) close to ignition, an ignited device like DEMO will not be much larger, and for the same $H = 1$ assumption, turns out to be of the size $R_0 \approx 7.5$ m. This can be seen in the left part of Fig. 2 which shows the dependence of Q on R_0 .

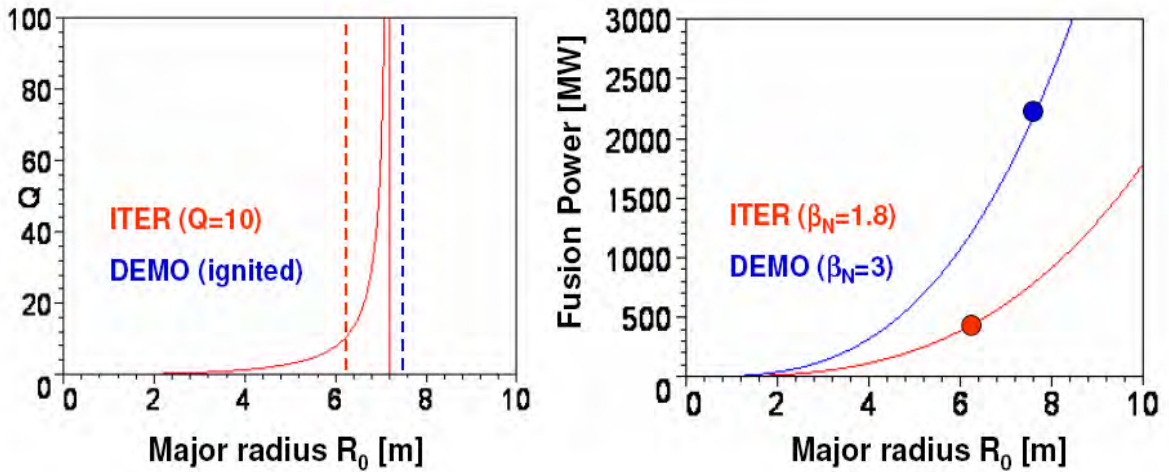


Fig. 2: Dependence of Q (left, for $H = 1$) and P_{fus} (right, for two different values of β_N) on major radius.

The right part of Fig. 2 shows the dependence of fusion power on major radius, which, different from Q , does not depend on H , but strongly on β_N :

$$P_{fus} \sim \beta_N^2 R_0^3 \quad (8)$$

For ITER, a conservative value of $\beta_N = 1.8$ has been chosen to be well below present ideal stability limits. The choice of a higher β_N for DEMO can be motivated by the fact that fusion power plants will carry a burden of a relatively large power needed for the balance of plant due to the need for cooling the superconducting coils and hence, in order to have acceptable recirculating power will necessarily be large units. However, due to the R_0^3 dependence of P_{fus} , an economic power plant will largely increase the requirements for exhaust characterised by P/R_0 when compared to ITER.

For a DEMO based on the tokamak concept, the values of H and β_N are also important for the pulse length. As introduced above 1, a tokamak needs a strong toroidal plasma current (typically in the MA range) to establish the magnetic geometry needed to confine the plasma. In present day devices, this current is mainly driven by a central transformer coil (violet solenoid in Fig. 1), which means an intrinsically pulsed device since primary current in the transformer coil has to be ramped down continuously to compensate the resistive loss of magnetic flux in the plasma. One method to prolong the pulse is to drive current with the auxiliary heating systems, which in turn has an impact on the economic viability of the system (meaning that the plasma is effectively no longer ignited). Another method makes use of the fact that in a toroidal plasma, a finite radial pressure gradient drives a thermo-electric (so-called ‘bootstrap’) current in the toroidal direction [10]. Hence, the fraction of non-inductively driven current increases with normalised plasma pressure β_N . This can be seen from Fig. 3 which shows the pulse length and recirculating power for different values of f_{CD} , the ratio of current driven by the auxiliary heating systems and β_N :

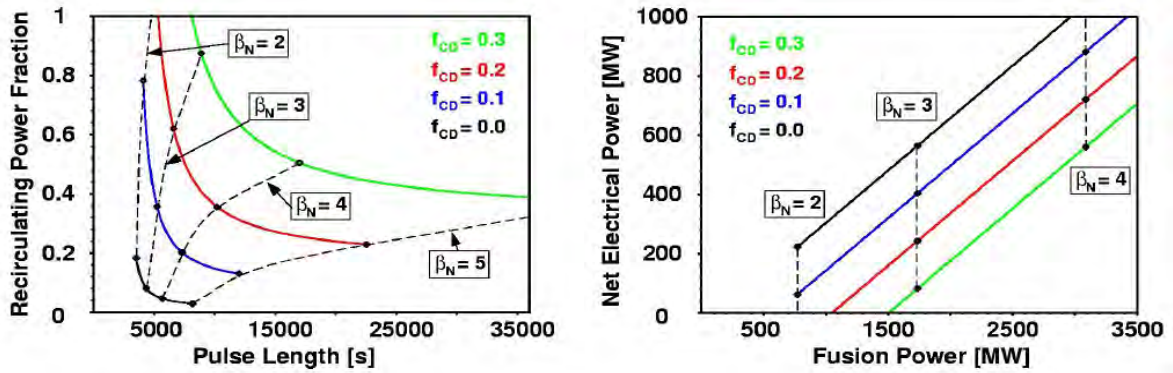


Fig. 3: Left: Parametric dependence of pulse length and recirculating power for a variation of the externally driven current fraction f_{CD} and normalised plasma pressure β_N for typical tokamak DEMO parameters ($R_0 = 7.5$ m). The impact of the externally driven current on the economic viability is demonstrated in the right plot showing the net electrical power generated as function of fusion power (thermodynamic efficiency was assumed $\eta = 0.33$).

As can be seen, the power used to externally drive current has a severe impact on the recirculating power and, as shown in the right part of Fig. 3, on the net electrical power generated for given fusion power. This effect can be mitigated by choosing to operate at higher normalised pressure β_N . At the highest values of β_N studied, very long pulses can be achieved, approaching steady state (i.e. fully noninductive operation), but as we shall show in the next sections, these values of β_N challenge significantly the stability properties that have so far been achieved experimentally. It is hence at present not clear if a tokamak DEMO will have to be pulsed or can be steady state.

	ITER	DEMO
H	1-1.2	1.2-1.4
β_N	2	4-5
Q	10	50
P/R	20	65

Table 1: Physics requirements for ITER and DEMO.

Table 1 summarises the physics requirements that we have derived above. It can be seen that the biggest differences between ITER and DEMO are in the area of stability (β_N) and, most pronounced, exhaust (P/R). In the next section, we will review the present physics base, both experimentally and theoretically, in order to assess where major improvements are still needed to arrive at an economically viable reactor.

4. Present status of physics research

In this section, we review the present physic base in the areas of transport, stability, α -heating and exhaust and assess where major progress is needed to arrive at the values foreseen for ITER and DEMO. It is assumed that the DEMO parameters are not far from a reactor such that DEMO largely represents the requirements for a commercial fusion power plant.

4.1 Transport

In the area of transport, recent progress in both theory and experiment has led to a better understanding of the above mentioned turbulent transport of heat and particles that dominates under most conditions in present day experiments. It was realised over the last decade that the underlying gradient driven microinstabilities that give rise to the development of turbulence have a threshold behaviour w.r.t. the gradients such that the gradient-flux relation between temperature gradient and heat flux is nonlinear. Experimentally, the normalised gradients $\nabla T/T$ take on values not far from the onset value for turbulence which can also be understood as a ‘critical gradient’ phenomenon. This results in so-called ‘profile stiffness’, i.e. for given temperature at the plasma edge, the central temperature can be determined from the critical gradient and the profile are self-similar such that $T_1(r) = c T_2(r)$ if T_1 and T_2 are characterised by different edge temperature, e.g. due to different heating power applied to the plasma [11]. Recent theoretical progress allows to estimate the parameter dependence of the critical value under a variety of experimental conditions, hence giving confidence in our predictive capability beyond that of pure empirical scalings developed in the 1990s.

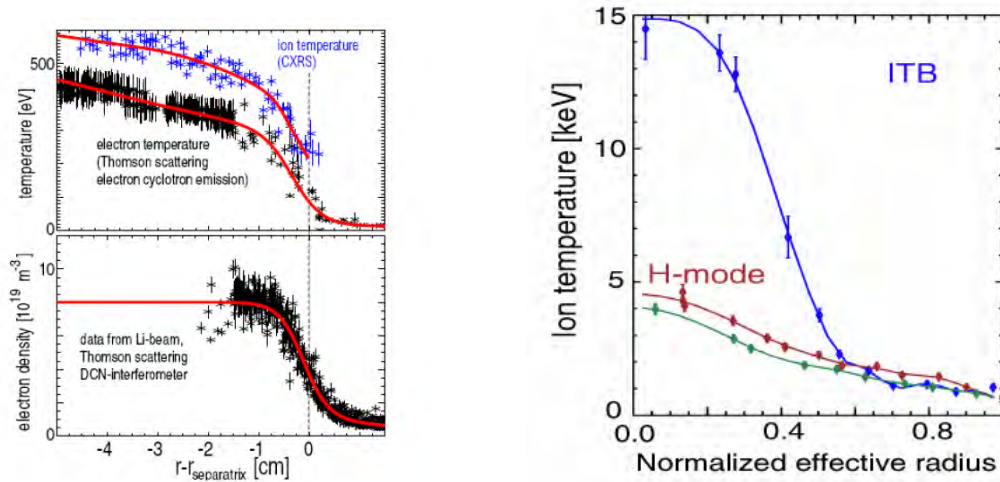


Fig. 4: Two examples of transport barriers that lead to improved confinement via turbulence suppression in a part of the plasma. Edge transport barrier (left) typical for H-Mode conditions and internal transport barrier with further improvement in confinement.

Improved confinement with respect to the above described turbulent transport has been realised with the discovery of so-called transport barriers, i.e. narrow regions in which the

turbulence is suppressed and the gradients can by far exceed the critical values. Fig. 4 shows two examples from the ASDEX Upgrade tokamak in Garching, Germany: On the left side, an edge transport barrier can be seen, where the zone with steep gradients due to the suppressed turbulence covers the very edge of the confined plasma, i.e. just 1-2 cm out of the 50 cm minor radius of the plasma under consideration. This situation is typical for the so-called ‘H-Mode’ (high confinement mode) [12] that serves as a reference for ITER and corresponds to a confinement quality of $H=1$. On the right side of Fig. 4, an internal transport barrier can be seen that breaks profile stiffness at around half radius and leads to a tripling of the central temperature w.r.t. H-mode conditions. This mode of operation is not as well established as the H-mode, but holds the promise for further improvement ($H > 1$, as assumed for DEMO in table 1).

Our present understanding is that the suppression comes from a narrow zone of strongly sheared differential plasma rotation that decorrelates the turbulent eddies, thus significantly reducing their radial size [13]. However, the mechanism for generating the (experimentally observed) sheared rotation is not yet clearly identified and no self-consistent ab-initio turbulence simulation of the formation of transport barriers exists to date. Hence, this area is still subject to intense experimental and theoretical research.

4.2 Stability

Concerning the stability against pressure driven MHD instabilities, the predictions of ideal MHD stability leading to the Troyon scaling (underlying Eqn. (4)) have largely been verified experimentally. This is shown in the left part of Fig. 5 which shows the envelope of β_N values reached in different devices together with the prediction from the Troyon scaling for a value of $\beta_{N,max} = 3.5$ [14].

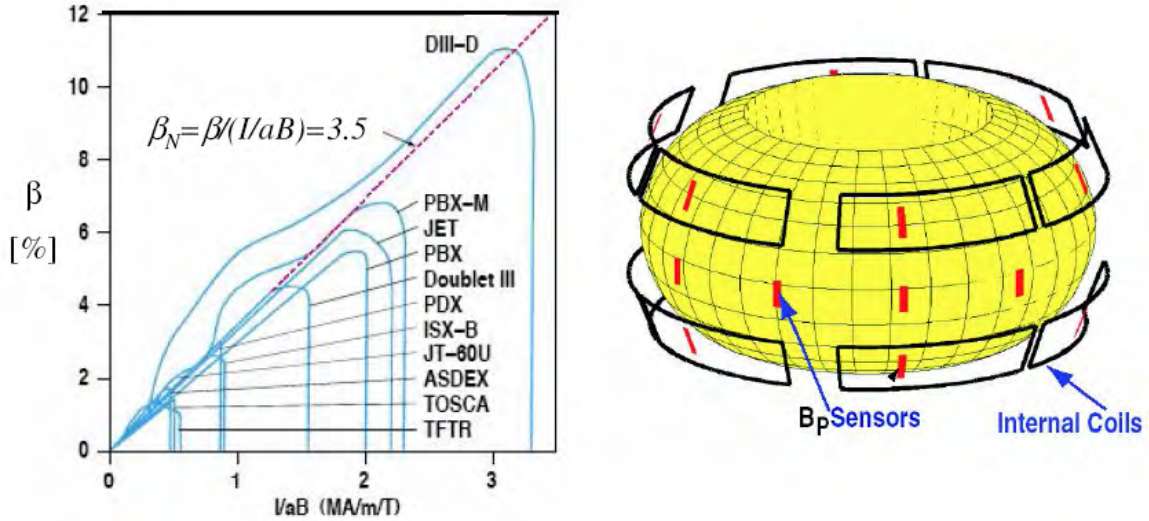


Fig. 5: Envelope of experimentally achieved β -values indicating the relevance of the ideal MHD limit $\beta \sim I/(aB)$ (left) and schematic drawing of an internal coil set used for active control of ideal MHD instabilities on the DIII-D tokamak (USA).

It can be seen that $\beta_{N,max} = 3.5$ can be reached in practically all devices, with some experimental points even exceeding this value. Recent experiments applying active control of MHD instabilities such as counteracting the growing helical perturbation magnetic fields by actively controlled internal coils such as the ones shown in the right hand side of Fig. 5 may

lead to reliable operation above the limits shown in the left part of Fig. 5 and are hence an important field of research in MHD stability.

We also note here that MHD instabilities which can develop due to finite resistivity effects and limit β_N to values below that of ideal MHD have been observed in H-mode discharges in many experimental devices, but their active control using local current drive from heating systems seems in reach based on recent experimental results [15].

4.3 α -heating

Concerning the plasma heating by fusion generated α -particles, all present day devices are too small to reach a Q-value that would allow the experimental study of dominant α -heating. In D-T experiments in the world's largest tokamak device, JET, located in Culham, UK, 16 MW of fusion power were generated in a transient manner (left side of Fig. 6) and a clear heating effect could be seen by varying the isotope mix and finding a maximum temperature when the mix was close to the optimum 50:50 (shown in the right part of Fig. 6) [16]. Hence, there is some confidence that α -heating will work, but the results are obtained rather in a trace limit than when it is dominating. It will be one of the main goals of ITER to establish these conditions and study the nonlinear dynamics of α -heating.

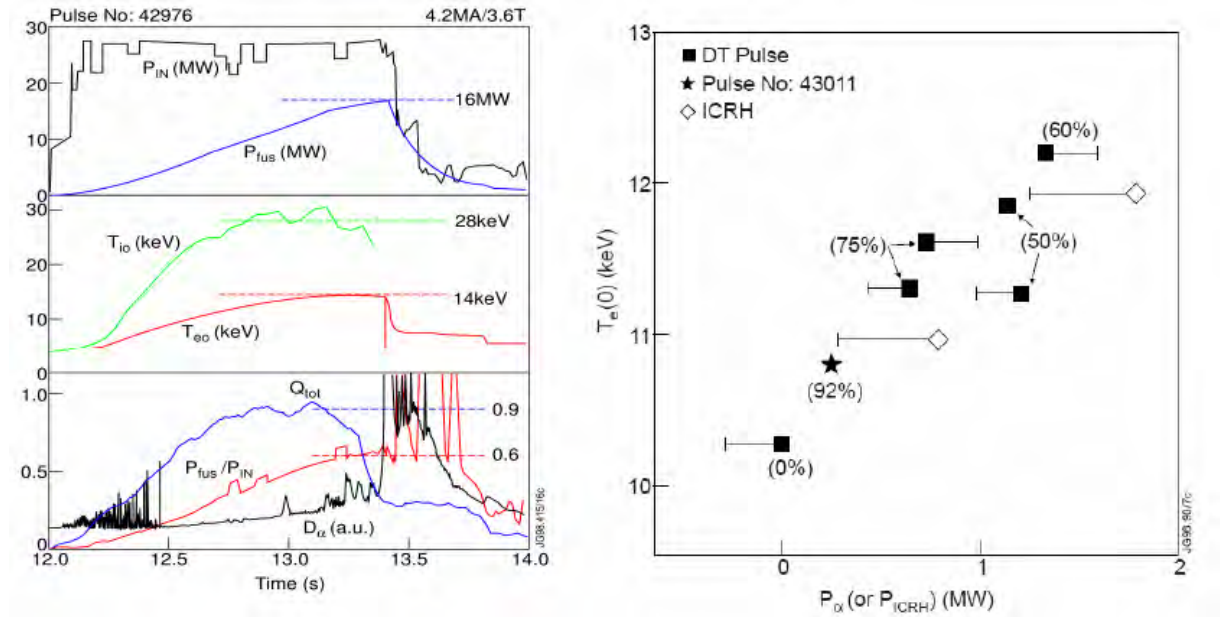


Fig. 6: Demonstration of generating fusion power in a DT plasma in the JET tokamak (left) and experimental results that prove the effect of α -heating through a scan of D-T isotope mix.

It has been mentioned above that there is a concern that the suprathermal α -particles could drive instabilities that could lead to an enhanced loss of α -particles and hence a reduction of the efficiency of α -heating as compared to classical slowing down. Such effects can be simulated in present day devices since the heating systems used can generate large populations of fast particles. Indeed, the excitation of instabilities by fast particles has been seen in several experiments and the observations are consistent with linear stability calculations [17]. However, the nonlinear dynamics of the interaction between the fast particles and the instabilities is much harder to model and a comprehensive predictive capability does not yet exist. This is especially true since the ratio of fast particle orbit width to the plasma radius and hence the radial extension of the instability will be much smaller in

ITER than in present day experiments leading to cross-coupling at different scales. The area of interaction between fast particles and MHD instabilities is hence another field of very active research in fusion plasma physics.

4.4 Exhaust

In the area of exhaust, it has become clear that in order to progress to reactor type experiments, an integrated approach has to be taken that satisfies the sometimes conflicting requirements together. It is now clear that the retention of the Tritium fuel in a Carbon first wall can pose a serious limitation and moreover, the erosion of Carbon wall elements will be too high to give an acceptable life time for a power reactor. This has led to renewed interest in metallic wall materials, which were abandoned in favour of carbon in the late 1980s since at that time it was found that impurities released from a metallic wall may lead to unacceptable central radiation losses from the plasma.

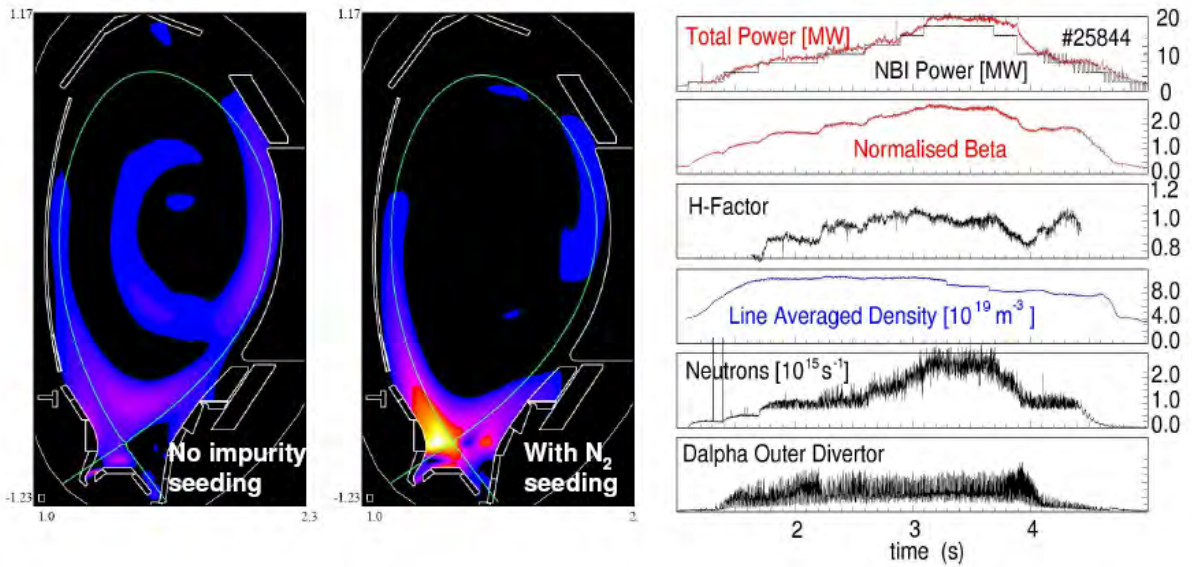


Fig. 7: Demonstration of exhaust at $P/R = 13$ MW/m using impurity seeding to increase the divertor radiation in a high performance H-mode discharge in ASDEX Upgrade with fully W-covered first wall. Left: bolometric reconstruction of the total radiation power without and with impurity seeding. Right: time traces indicating the simultaneous achievement of good stability ($\beta_N = 2.7$) and good confinement ($H=1$) even at the highest P/R .

However, recent experiments on the ASDEX Upgrade tokamak using a fully Tungsten-covered first wall have shown that by tailoring the plasma edge, this material can be compatible even with high power discharges [18]. As mentioned above, a key to success is the controlled addition of impurities that radiate in the plasma edge region, thereby reducing the power flow hitting the first wall through charged particles. Fig. 7 shows an example where by the use of feedback controlled Nitrogen seeding, the radiation in the plasma wall interaction zone could be substantially increased without enhancing the core radiation losses. As a consequence, it was possible to demonstrate high plasma performance in terms of β_N and H at high P/R .

While these results are quite encouraging for ITER, a look at table 1 shows that for DEMO, substantial progress is needed in this area. In particular, modelling indicates that a mix of different impurity species may be needed for seeding in order to obtain enough peripheral radiation, since different impurities have their maximum radiation at different

temperatures [19]. The modelling also suggests that some core radiation may be necessary as well to reduce the power flux in charged particles to an acceptable level. These approaches will have to be tested on present day devices and on ITER in preparation for DEMO.

5. Summary and Outlook

We have outlined the main areas of physics research needed in fusion plasma physics for future reactor grade devices such as ITER and DEMO. Simple criteria have been presented for the areas of transport, stability, α -heating and exhaust and the requirements for ITER and DEMO as well as the present understanding and experimental achievements were reviewed. These are summarised in table 2.

	ITER ($Q=10$)	DEMO	achieved
H	1-1.2	1.2-1.4	≤ 1.5
β_N	2	4-5	3-4
Q	10	50	0.6
P/R	20	65	15

Table 2: Same as table 1, but also showing the experimentally achieved parameters.

It can be seen that the values relevant for ITER have more or less been achieved in present day devices, with the noticeable exception of α -heating, which is one of the main scientific goals of ITER. In that sense, ITER represents a conservative approach in terms of choice of plasma performance. For DEMO, substantial progress will be needed in the area of stability and exhaust to come to a design point which can prove the economic viability of fusion as an energy source. Hence, research in the next years will especially focus on these areas to improve our fundamental understanding of the underlying physics to be able to progress in this direction.

Finally, we note here that several other areas in which progress would be quite helpful, such as e.g. reaching high plasma density, could not be treated in this simple approach and the reader is referred to the literature for further discussion of these areas [20].

References

- [1] J. Wesson, 'Tokamaks', 3rd edition, Oxford University Press (2004).
- [2] <http://www.iter.org>
- [3] K. Lackner et al., J. Nucl. Mat. **307** (2002) 10.
- [4] F.L. Hinton et al., Rev. Mod. Phys. **48** (1976) 239.
- [5] ITER Physics Basis, Nucl Fusion **39** (1999) 2203.
- [6] H.-S. Bosch et al., Nucl. Fusion **22** (1992) 611.
- [7] F. Troyon et al., Plasma Phys. Control. Fusion **26** (1984) 209.
- [8] K. Lackner, Comments Plasma Phys. Controlled Fusion **15**, (1994) 359.
- [9] H. Zohm, 'On the minimum size of DEMO', Fus. Sci. Technology **58** (2010) 613.

- [10] A.G. Peeters, Plasma Phys. Control. Fusion **42**, (2000) B231.
- [11] F. Ryter et al., Plasma Phys. Control. Fusion **48** (2006) B453.
- [12] F. Wagner et al., Phys. Rev. Lett. **49** (1982) 1408.
- [13] H. Biglari et al., Phys. Fluids B **2** (1990) 1.
- [14] ITER Physics Basis, Nucl. Fusion **39** (1999) 2251.
- [15] H. Zohm et al., Nucl. Fusion **39** (1999) 577.
- [16] P.R. Thomas et al., Phys. Rev. Lett. **80** (1998) 5548.
- [17] A. Fasoli et al., Nucl Fusion **47** (2007) S264.
- [18] O. Gruber et al., Nucl. Fusion **49** (2009) 115014.
- [19] G. Pacher et al., Nucl Fusion **47** (2007) 469.
- [20] Progress in the ITER Physics Base, Nucl. Fusion **47** (2007) S1.

Prof. Dr. Hartmut Zohm
 Max-Planck-Institut für Plasmaphysik
 Experimental Plasma Physics 1
 D-85748 Garching
 Germany
 zohm@ipp.mpg.de

Neue Reaktorkonzepte für die Kernspaltung, Entwicklungen von AREVA

W. Dams, R. Leverenz, R. Drescher, AREVA NP GmbH

1. Einleitung

Die Kernenergie ist kein Auslaufmodell, denn

- sie wird in 31 Ländern, in denen zweidrittel der Weltbevölkerung leben, genutzt,
- es sind 435 Kernkraftwerksblöcke in Betrieb und 28 sind in 12 Ländern in Bau,
- diese Anlagen decken weltweit 16% und in der EU 34% des Strombedarfs.

Die Dimension der Herausforderung, die auf die Energieversorgung zukommt, ist in Abb. 1 zu sehen und damit ist offensichtlich, dass alle Arten der Technologien zur Energieumwandlung notwendig sind.

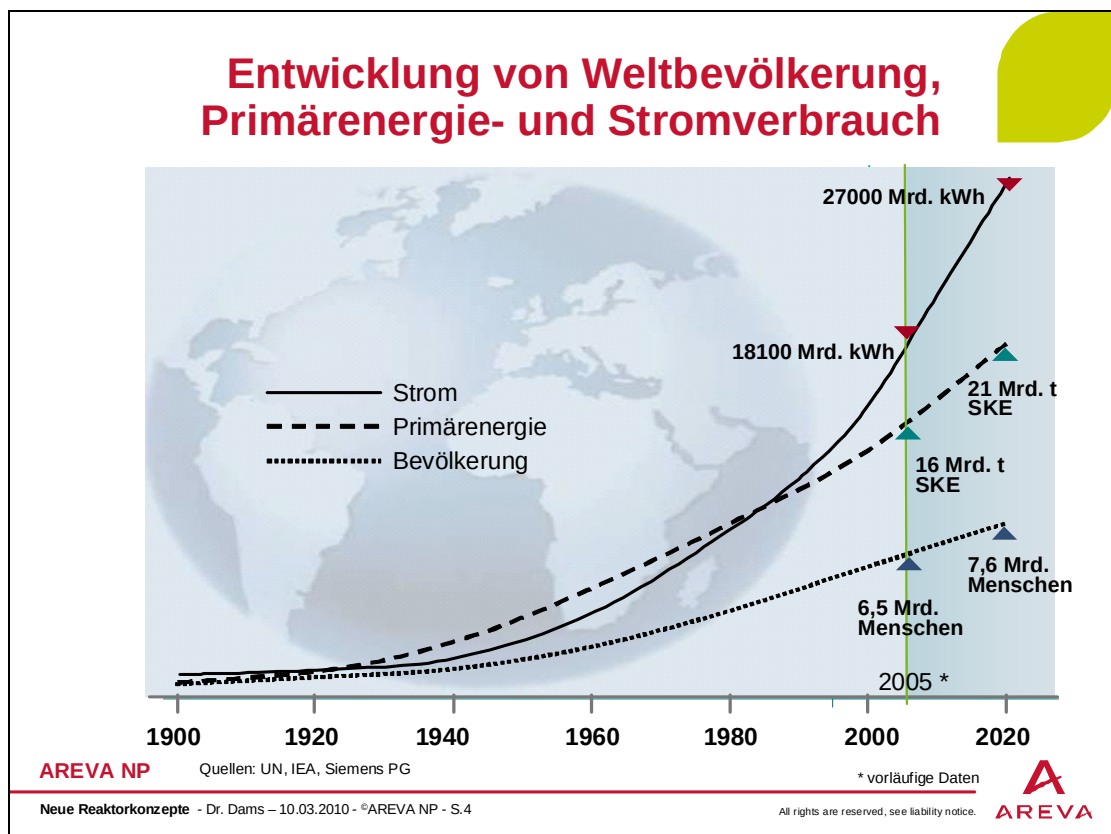


Abb. 1

2. Reaktorkonzepte der Generation III+

In der Roadmap (Abb. 2) für die Entwicklung neuer Reaktorkonzepte befinden wir uns zur Zeit bei Übergang von bestehenden Anlagen (Generation II) zur neuen verbesserten Anlagen der Generation III/ III+. Einer dieser Kernreaktoren ist der von AREVA gebaute EPR™.

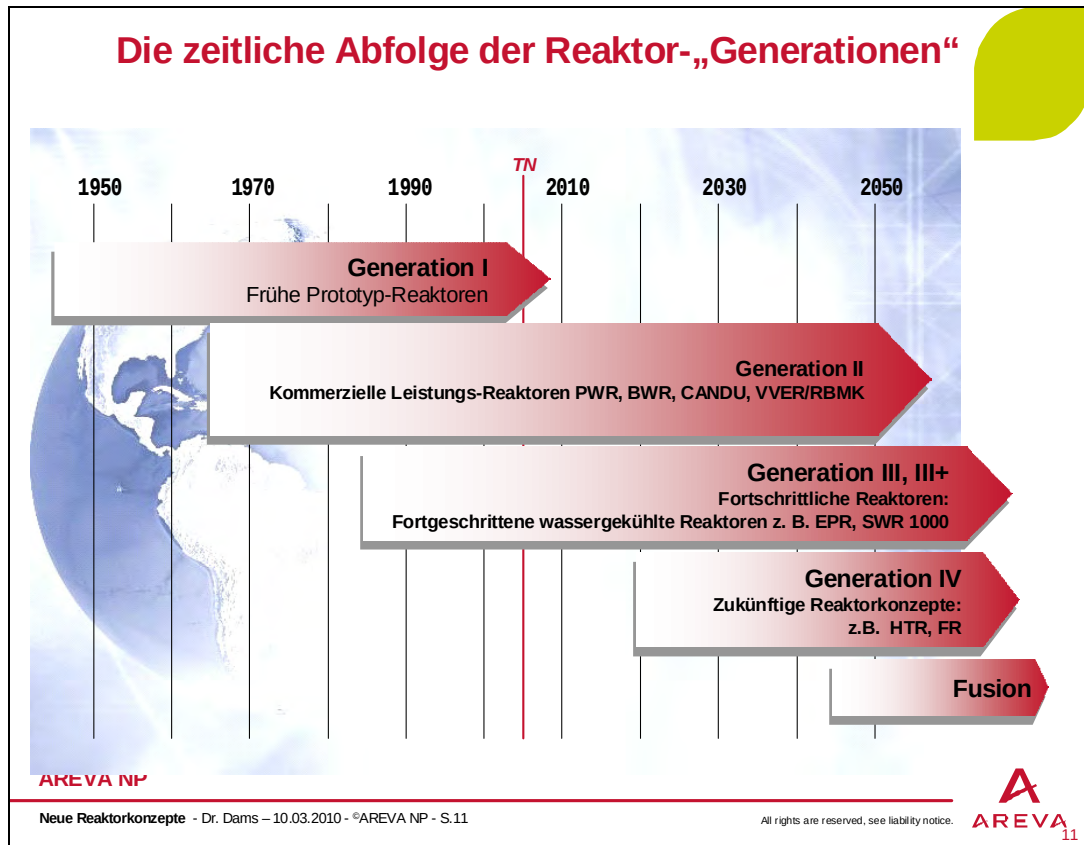


Abb. 2

2.1. Der EPR™

Der EPR™ baut auf der erprobten Technik der modernsten, von AREVA errichteten Reaktoren auf. Das sind die Konvoi-Baulinie in Deutschland und die N4-Linie in Frankreich. Eine evolutionäre Auslegung wurde gewählt, um die Erfahrung aus dem Bau und Betrieb von Reaktoren in vollem Umfang nutzen zu können. Richtschnur waren zum einen die Vorgaben der europäischen und der US-amerikanischen Energieversorger für künftige Kernkraftwerke, zum anderen die gemeinsamen Empfehlungen der deutschen und französischen Genehmigungsbehörden.

Wesentliche Entwicklungsziele waren eine noch weiter erhöhte Sicherheit sowie eine nochmals gesteigerte Wirtschaftlichkeit, um die Konkurrenzfähigkeit der Kernenergie gegenüber anderen Energiequellen, fossilen wie regenerativen, auszubauen.

Das Sicherheitsniveau der Kernkraftwerke ist in der Vergangenheit kontinuierlich erhöht worden. Der EPR als Reaktor der Generation III+ stellt einen weiteren Fortschritt in der Sicherheitstechnik dar. Ich möchte hier die zentralen Weiterentwicklungen aufzählen:

- Erstens: Verbesserte Störfall-Vorbeugung.

Die Wahrscheinlichkeit einer Beschädigung des Reaktorkerns ist noch weiter verringert worden. Dafür sorgen unter anderem ein vergrößertes Wasservolumen im primären Kühlsystem, verringerte Leistungsdichte im Reaktorkern, eine erhöhte Zuverlässigkeit der Sicherheitssysteme durch vierfache Redundanz und konsequente räumliche Trennung sowie optimierte Mensch-Maschine-Schnittstellen

- Zweitens: Verbesserte Störfall-Beherrschung

Selbst im extrem unwahrscheinlichen Fall eines Kernschmelzens würden die Folgen eines Unfalls auf die Anlage selbst beschränkt bleiben. Dies würde durch das Einschließen der Radioaktivität im robusten doppelwandigen Containment geschehen. Ein geschmolzener Kern ("Corium") würde unter dem Reaktordruckbehälter aufgefangen. Auf einer speziell beschichteten Fläche könnte sich das Corium ausbreiten und schließlich stabilisiert und gekühlt werden. Der Druck würde kontrolliert abgebaut werden. Auch der Entstehung von Wasserstoff wird durch geeignete technische Maßnahmen entgegenwirkt.

- Und Drittens:

Verbesserter Schutz gegen äußere Risiken, wie Flugzeugabsturz – auch großer Passagiermaschinen – und innere Risiken, wie Brand oder Überflutung

Grundsätzlich besteht dabei für alle Sicherheitssysteme und alle zugehörigen Hilfssysteme eine vollständige, vierfache Redundanz. Die Risiken im Zusammenhang mit "Common Mode"-Fehlern, die auch redundante, aber technisch identische Systeme betreffen könnten, wurden reduziert, indem systematisch das Prinzip funktionaler Diversität angewendet wurde. Das bedeutet zum Beispiel: Würde ein redundantes System vollständig ausfallen, so gibt es immer ein anderes System mit einem anderen Design, das die Funktion übernehmen kann und es dadurch ermöglicht, den EPR sicher abzufahren und zu kühlen. Die verschiedenen Stränge der sicherheitsrelevanten Systeme befinden sich in vier verschiedenen Gebäuden mit strikter räumlicher Trennung.

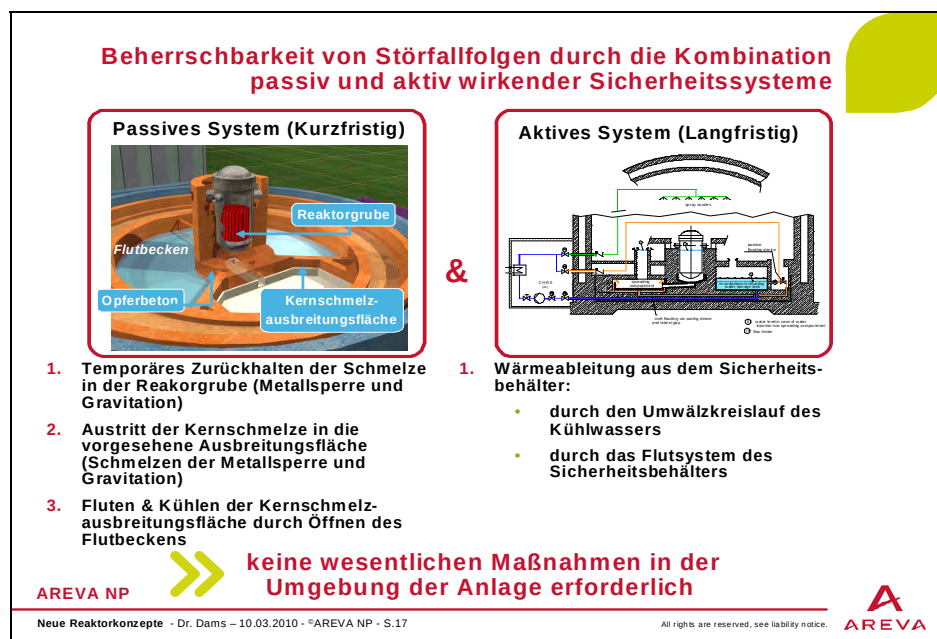


Abb. 3

Nicht nur die Eintrittswahrscheinlichkeit von Kernschäden wurde vermindert, durch ein neues Containment-Design werden zudem die radiologischen Folgen von schweren Störfällen begrenzt. Dieses neue Design stellt sicher, dass das Containment seine strukturelle Integrität unter Unfallbedingungen sowie unter äußeren zivilisationsbedingten Risiken behält (Abb. 3). Auch die Ereignisse des 11. September 2001 wurden dabei berücksichtigt. Durch den Zwischenraum im Doppelwandcontainment werden eventuelle radioaktive Leckagen gesammelt und können vor Abgabe in die Umwelt einer Filteranlage zugeführt werden. Der Zwischenraum steht unter ständigem Unterdruck, so dass auch bei Ausfall der Filteranlage die Leckagenkontrolle fortbesteht. Im hypothetischen Ereignis eines Unfalles mit Kernschmelze wäre es nicht mehr erforderlich, die in der unmittelbaren Nachbarschaft zur Anlage lebende Bevölkerung zu evakuieren (Abb. 4).

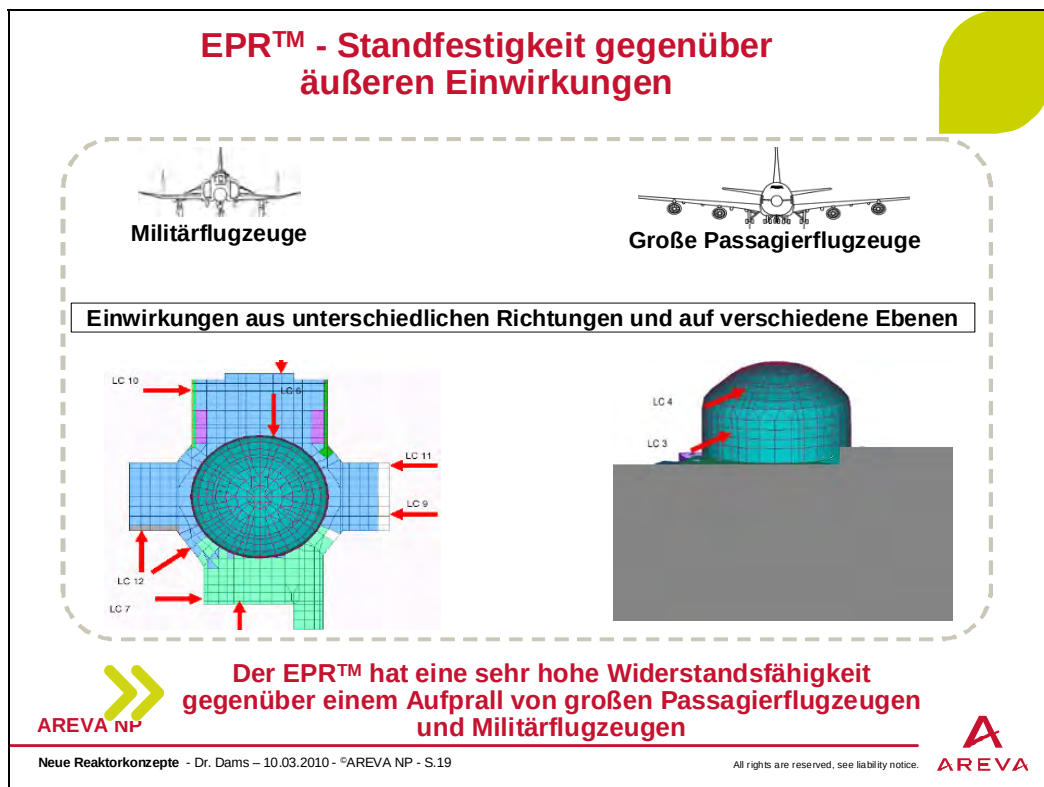


Abb. 4

2.2. Der Kerena™

Ein zweites Konzept, welches Areva zur Zeit zur Marktreife entwickelt, ist der Kerena™. Dieser Siedewasserreaktor baut auf der langen Erfahrung bei der Herstellung und dem Betrieb solcher Anlagen in Deutschland auf (Abb. 5).

Die technischen Daten des Kerena™ sind:

- Thermische Reaktorleistung: 3,370 MW_{th}
- Nennleistung: 1,250 MW_{el}
- Wirkungsgrad: 37 %
- Brennelement Typ: ATRIUM™ 12A
- Brennelement Anzahl: 664
- Steuerstäbe: 157

- Höhe aktiver Kern: 3.0 m
- Durchschnittliche Brennstoffleistungsdichte: 51 kW/l
- RDB Höhe: 23.81 m
- RDB innerer Durchmesser: 7.12 m
- RDB Betriebsdruck: 75 bar
- Interne Umwälzpumpen: 8
- Geplante Lebensdauer: 60 Jahre

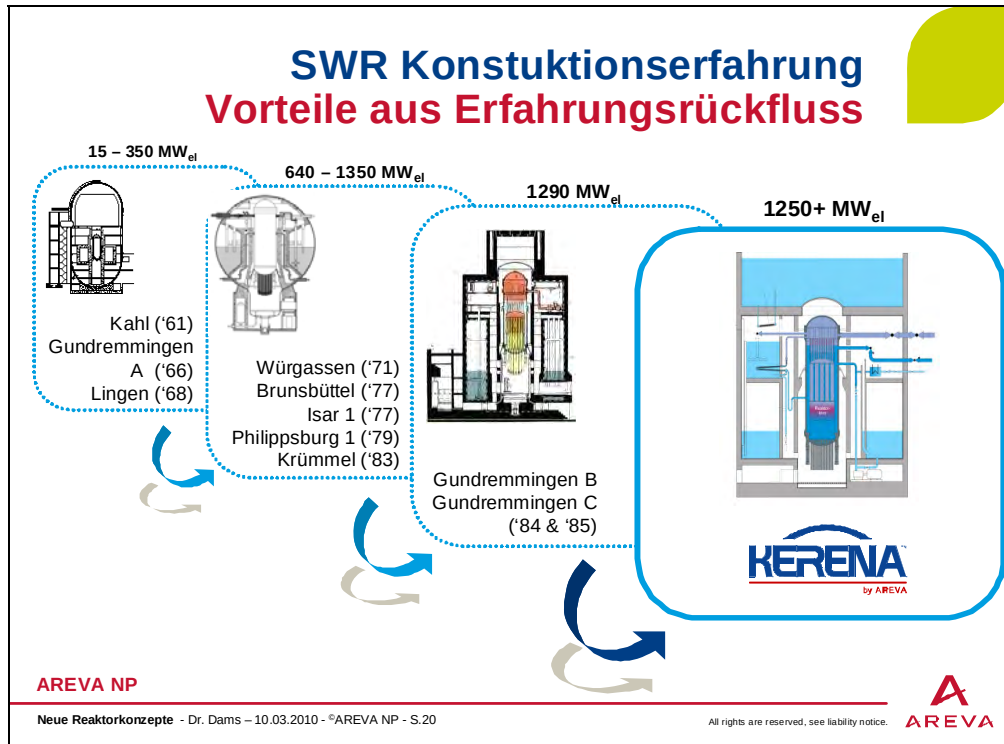


Abb. 5

Die zentralen Entwicklungsziele dieser Generation III+-Anlage sind:

- **Sicherheit**
 - Sehr geringe Häufigkeit von Kernschmelzunfällen
 - Beherrschung von Störfällen und auslegungs- überschreitenden Ereignissen ohne der Inanspruchnahme des externen Notfallschutzes
 - Einführung passiver Sicherheitssysteme (Prinzip von Redundanz & Diversität)
 - Große Zeiträume für erforderliche Personalhandlungen (>3 Tage)
- **Betrieb und Wirtschaftlichkeit**
 - Einsatz von Betriebserfahrung zur Vereinfachung der Projektplanung
 - Hohe Anlagenverfügbarkeit
 - Wartungsfreundliches Design und geringer Wartungsaufwand
 - Flexible Brennstoffzyklen (12 - 24 Monate)
 - Hoher Abbrand (bis zu 65 GWd/t)

- Verringerung von Produktionsabfall
- Lebensdauer von 60 Jahren (geplant)
- Kurze Konstruktionsdauer von 48 Monaten
- Erzeugungskosten wettbewerbsfähig gegenüber größeren Kernkraftwerken & fossil befeuerten Anlagen

Diese Ziele wurden durch diverse Sicherheitssysteme und Auslegung der Anlage erreicht. Im Wesentlichen besteht das Sicherheitskonzept des Reaktors aus:

- **Redundanz & Diversität**
 - Sichergestellt durch zwei aktive und einen passiven Sicherheitsstrang
- **Passives Sicherheitssystem**
 - Funktion werden selbständig oder durch passive Systeme aktiviert
 - Unabhängige Basis zur Beherrschung von Störfällen und auslegungsüberschreitenden Ereignissen
- **Passive Reaktor Kühlung**
 - Hinreichendes Kühlwasser zur Gewährleistung der Wärmeabfuhr für bis zu 72h nach Eintritt eines auslegungsüberschreitenden Ereignisses ohne Personalhandlung
- **Schwere Störungen**
 - In diesem unwahrscheinlichen Fall werden Konsequenzen kontrolliert und es sind keine wesentlichen Maßnahmen in der Umgebung der Anlage erforderlich.

Passive & Aktive Sicherheitssysteme gewährleisten die Sicherheit des KERENA™ Reaktors. Beispielhaft sind einige der passiven Sicherheitssysteme erläutert.

2.2.1. Der Notkondensator (Abb. 6)

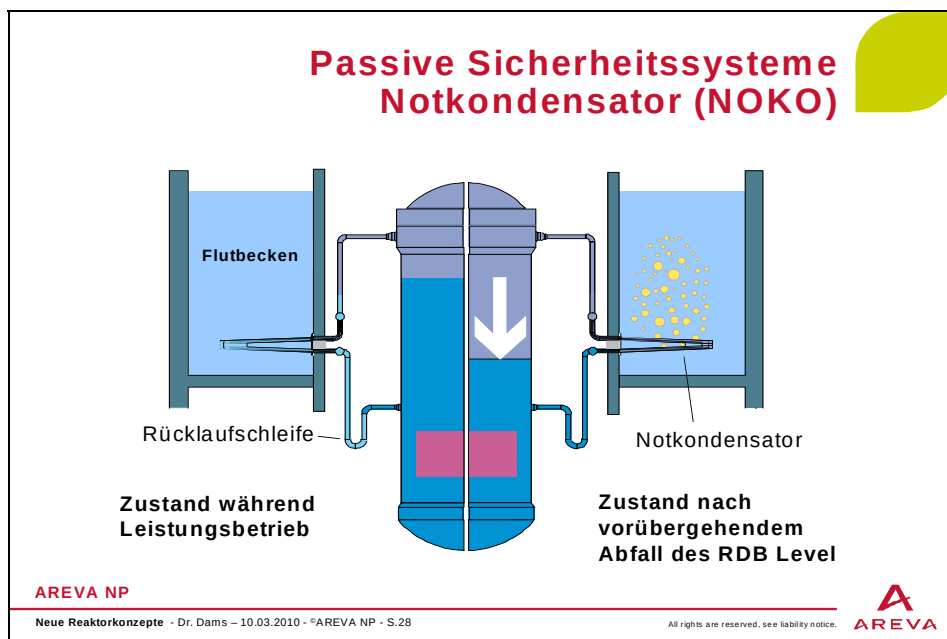


Abb. 6

2.2.2. Das Gebäudekondensatorsystem (Abb. 7)

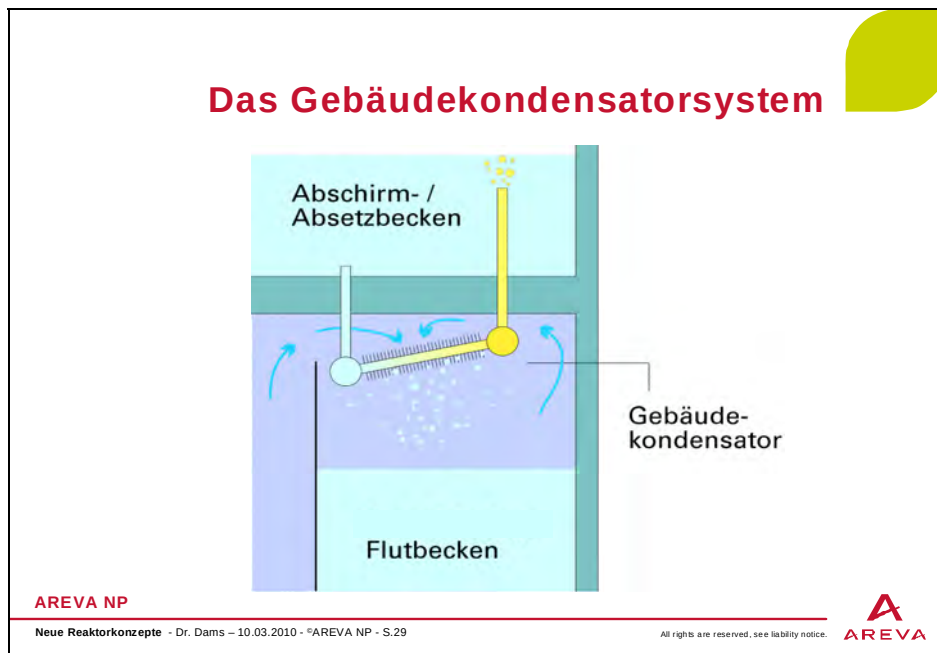


Abb. 7

- Aufgabe: Wärmeabfuhr aus Containment bei Störfällen mit gleichzeitigem Ausfall der aktiven Nachwärmeabfuhr
- vier Teilsysteme, jedes einem Flutbecken zugeordnet
- Vorlaufleitung, Verteiler, Wärmetauscherrohre, Sammler und Abströmleitung
- oberhalb des Wasserspiegels der Flutbecken angeordnet, über Vorlauf- und Abströmleitung mit Abschirm-/Absetzbecken verbunden
- GEKO sind mit Wasser aus Abschirm-/Absetzbecken gefüllt
- keine Absperrarmaturen

2.2.3. Das passive Flutsystem (Abb. 8)

- Aufgabe: Bespeisung des RDB bei Kühlmittelverluststörfällen mit gleichzeitigem Ausfall des nuklearen Nachkühlsystems
- vier Teilsysteme, jedes einem Flutbecken und dem entsprechenden NOKO-Teilsystem zugeordnet
- jedes Teilsystem besteht aus einer Leitung, die das Flutbecken mit dem NOKO verbindet, in der Leitung federentlastete Rückschlagarmatur
- Druck auf Einströmseite = Containmentdruck + Druck der Wassersäule, Druck auf Ausströmseite = Reaktordruck
- Armatur öffnet, wenn Kraft auf den Ventilkegel Null ist
- Leistungsbetrieb: auf der Ausströmseite steht der hohe Reaktordruck an, d.h. Rückschlagklappe wird zugeedrückt
- im Anforderungsfall sinkt der Druck im RDB durch KMV und ADE
- Rückschlagklappe öffnet, wenn Kraft auf Ventilkegel Null ist

- durch die Verwendung einer federentlasteten Armatur ist der Druck zum Öffnungszeitpunkt im RDB noch etwas größer
- Dampf strömt aus RDB ins FB - zusätzliches S/E-Ventil
- bei Druckausgleich fließt Wasser aus FB in den RDB

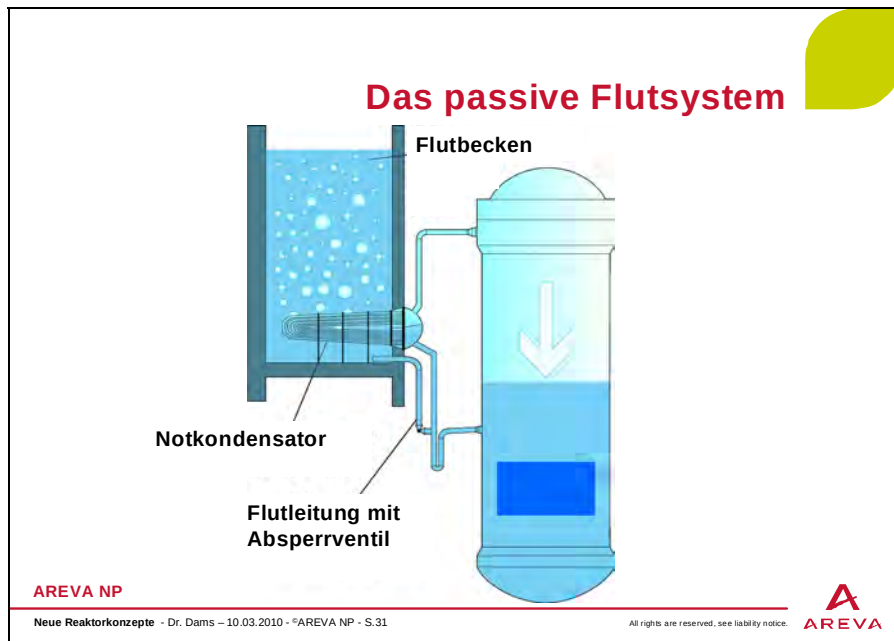


Abb. 8

2.2.4. INKA – Teststand

Diese passiven Sicherheitssysteme werden aktuell in einer aufwendigen Großversuchsanlage (INKA - Teststand), (Abb. 9) getestet.

Die ersten Testergebnisse zeigen, dass die Auslegung der passiven Sicherheitssysteme mit den Versuchsergebnissen im Einklang steht und deshalb für die Sicherheit des KERENATM folgendes Fazit gegeben ist:

Fazit Sicherheit

- Sicherheitskonzept mit großen Wasservorräten
 - im Reaktordruckbehälter (RDB)
 - innerhalb des Sicherheitsbehälters (Flutbecken & Kondensationskammer)
 - außerhalb des Sicherheitsbehälters (Abschirm- / Absetzbecken)
- Verschiedene Aktivierungssysteme
 - Sicherheit I&C- System
 - passives Impulsgebersystem
- Diverse aktive & passive Sicherheitssysteme zur Beherrschung von auslegungsüberschreitenden Ereignissen
- Beherrschung von auslegungsüberschreitenden Ereignissen nur mit passiven Sicherheitssystemen ohne Kernaufheizung
- Sehr geringe Wahrscheinlichkeit eines Kernschmelzunfalls

- Auslegungsüberschreitende Ereignisse werden passiv kontrolliert, Konsequenzen sind auf die Anlage selbst beschränkt
- Anlage ist gegen Naturereignisse und Gefährdungen von Innen und Außen geschützt
- Verringerung des Kapitalaufwandes durch
 - geringere Anzahl von aktiven Systemen und Komponenten
 - Einsatz von passiven Systemen

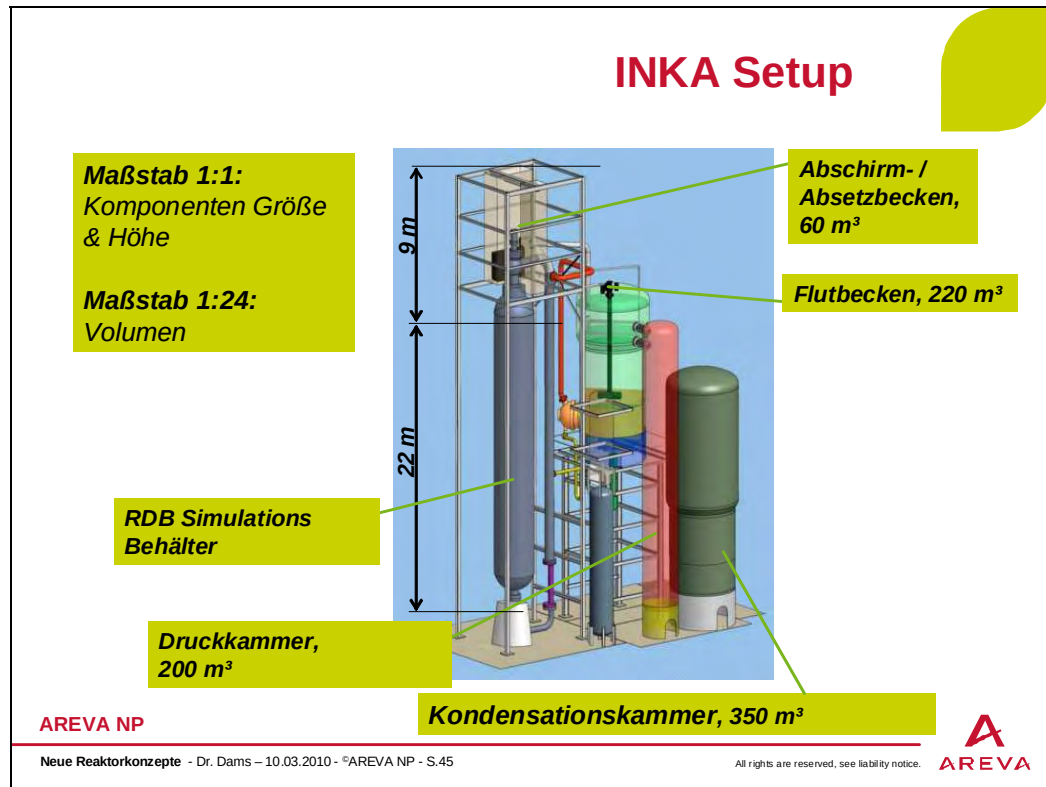


Abb. 9

3. Neue Reaktorkonzepte der Generation IV

Für die zukünftigen Reaktorkonzepte (Generation IV), (Abb. 2), die ab 2020 zur Verfügung stehen sollen, favorisiert Areva Konzepte, die eine bessere Ausnutzung der Uranressourcen zum Entwicklungsziel hat.

Die begrenzten Ressourcen an Kernbrennstoff können jedoch nicht als Argument gegen die Nutzung der Atomkraft herhalten. Die zur Zeit bekannten Lagerstätten enthalten etwa 19,9 Millionen Tonnen Uran, das in der Natur als Uranoxid (U₃O₈) vorkommt. Über die größten Vorräte verfügen Australien mit 4,2 Millionen Tonnen, die USA mit 2,4 und China mit 1,8 Millionen Tonnen. Da der Preis für U₃O₈ seit Ende 2000 von knapp 20 US-Dollar auf über 100 Dollar pro Kilogramm gestiegen ist, könnten aus den globalen Vorräten mit wirtschaftlich vertretbarem Aufwand nahezu 4,6 Millionen Tonnen Uran gewonnen werden. Bei einem Gesamtbedarf aller Kernkraftwerke in Höhe von 68 400 Tonnen im Jahr 2004 würde damit zumindest für die nächsten 67 Jahre genügend Brennstoff zur Verfügung stehen. Die wirtschaftliche Reichweite beträgt ca. 120 Jahre.

3.1. Neue Brennstoffkonzepte

In den bestehenden Leichtwasserkonzepten besteht der Brennstoff aus angereichertem Uran bis 5% U-235. Darüber hinaus wird in verschiedenen Ländern auch Brennstoff aus Uran und Plutonium (MOx) verwendet. Bei der Spaltung von Uran wird zusätzlich durch einen Neutroneneinfang aus Uran-238 Plutonium 239 erzeugt. (Abb. 10)

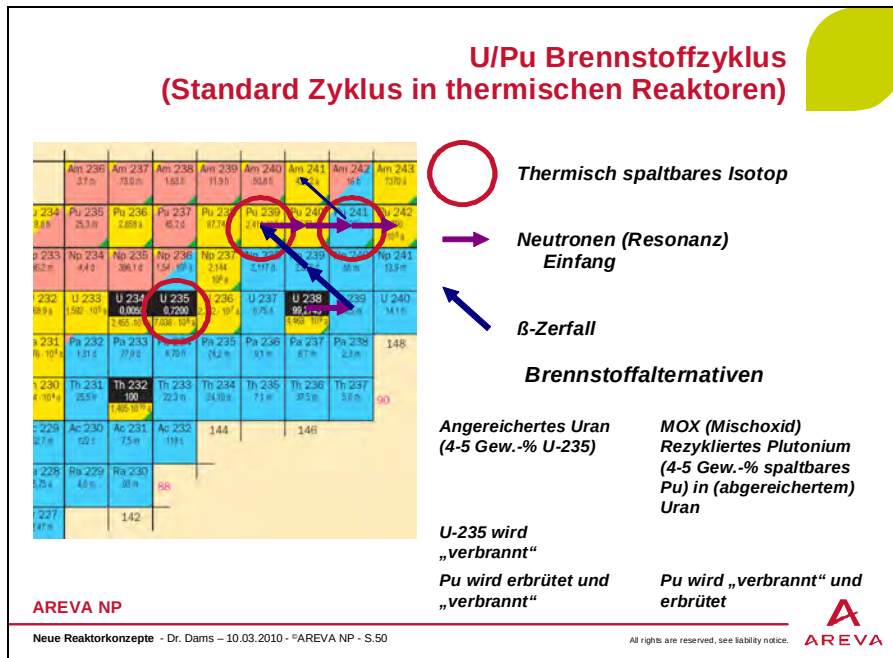


Abb. 10

Diese Kernreaktion unter Nutzung der schnellen Neutronen kann durch neue Kernausslegung bestehender Leichtwasserreaktoren optimiert werden. Dabei wird dann nicht verwendetes U-238 in einem Reaktorkern zur Energieerzeugung mit verwendet.

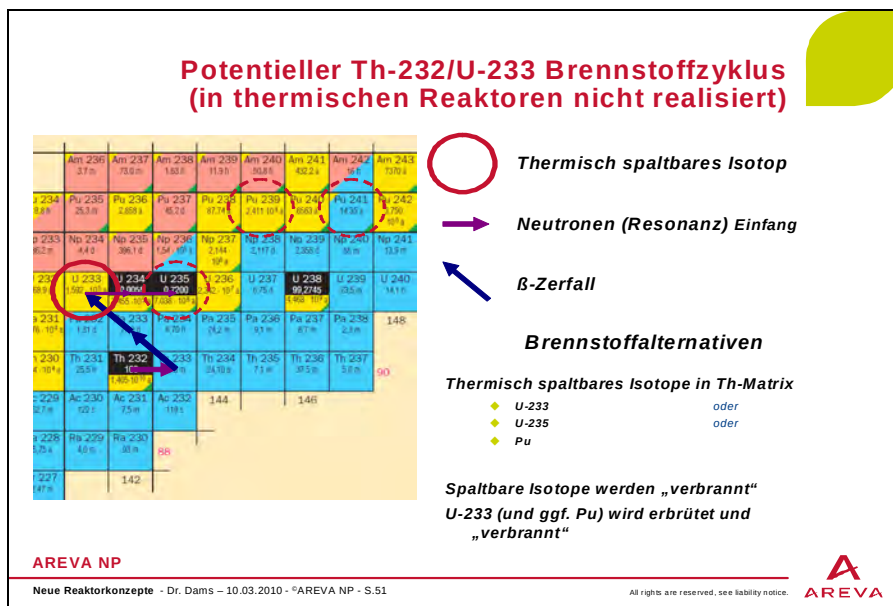


Abb. 11

Diese verbesserten Kernausslegungen erlauben deshalb eine längere Nutzung der Uran – Brennelemente und Verbesserung der Ökonomie der Anlagen. In aktuellen Entwicklungsprogrammen wird dieses untersucht.

In der Vergangenheit wurde zudem die Verwendung des in der Natur vorkommenden Thoriums untersucht. (Abb. 11). Auch hier gibt es internationale Entwicklungsprogramme, die zum Ziel haben, Thorium in bestehenden Leichtwasserreaktoren einsetzen zu können.

3.2. Die beiden favorisierten Generation IV- Konzepte

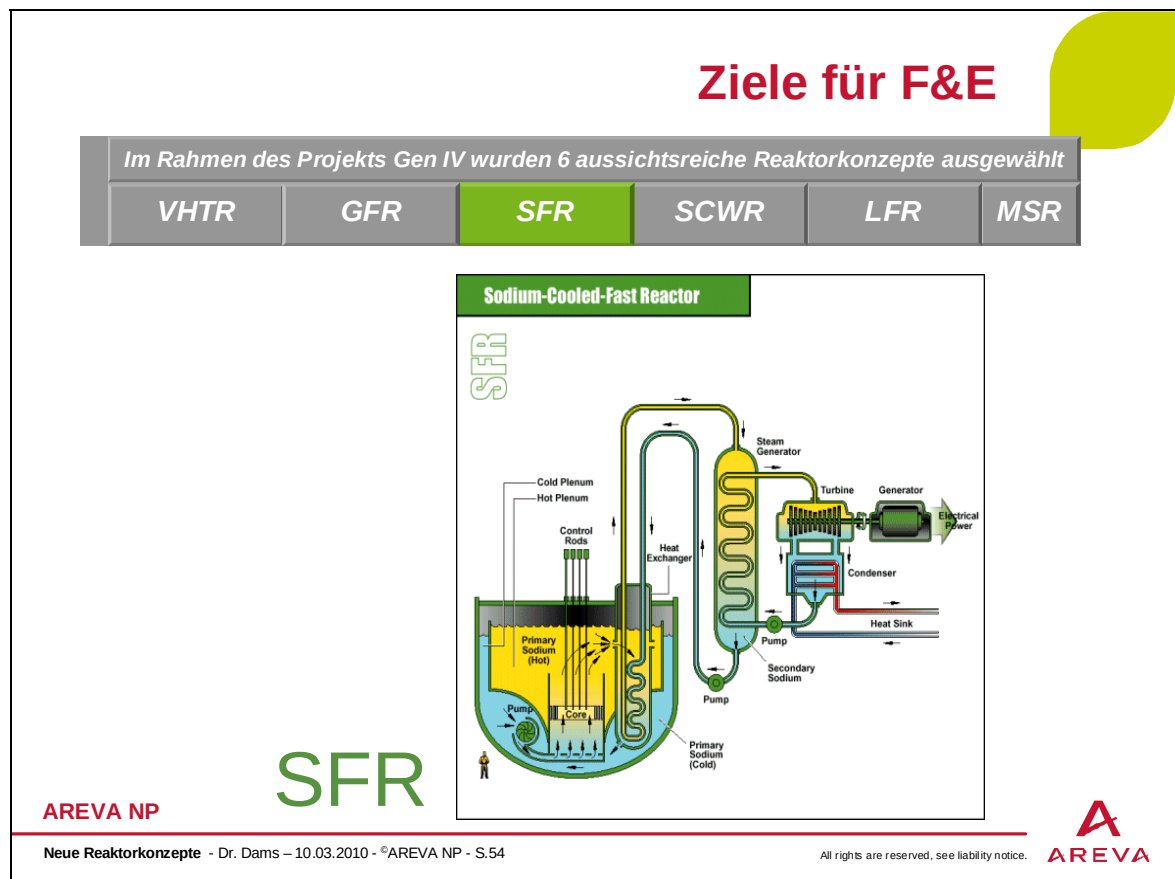


Abb. 12

Für unseren Konzern sind zwei Reaktorbaulinien von Interesse. als erstes ist ein Schneller Reaktor zu nennen. Die Besonderheiten dieses Reaktors sind, dass er aus den viel häufiger vorkommenden U-238 Brennstoff erbrüten kann. diese Anlage würde deshalb die Ressourcen der Erde viel effektiver nutzen. Zudem ist dieser Anlagentyp ideal geeignet der Brennstoffkreislauf aller Leichtwasserreaktoren zu schließen. Diese neuen Anlagen, die alternativ mit flüssigen Metallen oder Gas gekühlt werden (und somit die schnellen Neutronen nicht abbremesen), sind auch in der Lage “minor actinides” d.h. langlebigen nuklearen Abfall in kurzlebige Nuklide umzuwandeln (Transmutation).

Eine weitere Reaktorlinie, ein VHTR (Very High Temperature Reactor), der eine Gasaustrittstemperatur von 900°C haben soll, ist eine Reaktorlinie mit einem Anwendungsgebiet, das über die reine Stromerzeugung hinausgeht. In dieser “Hochtemperatúrauslegung” ist dieser Typ in der Lage, Energie für Wasserstoffherzeugung aus

Wasser oder für Prozesswärme für chemische Anlagen oder Raffinerien zu liefern. Da solche Reaktoren aber einen sehr langen Entwicklungshorizont haben und zudem einen ganz neuen Brennstoffkreislauf erfordern sind, sind solche Entwicklungen nicht nur sehr langwierig und nur in einer internationalen Kooperation möglich. Selbst für unseren großen Konzern ist diese Entwicklung mit eigenen Mitteln nicht möglich. Wir verfolgen aber all die langfristigen Forschungen und investieren auch eigene Mittel, um mit unseren jungen Mitarbeitern solche Wissensgebiete zu erschließen, die Kreativität und Innovationskraft zu stärken. Das zeigt auch die Einbindung unserer Experten in Fusionsprojekte wie ITER, die noch sehr weit entfernt von der industriellen Nutzung sind.

4. Zusammenfassung

- Der wachsende Energiebedarf macht den Einsatz aller Energiequellen erforderlich, der Verzicht auf bestimmte Optionen ist ein energiepolitischer Irrweg.
- Steigende Preise für fossile Brennstoffe machen bestehende und neue Kernkraftwerke in der Grundlast ökonomisch attraktiver.
- Der Beitrag der Kerntechnik für den Klimaschutz findet mehr und mehr Beachtung bei den Politikern.
- Während gegenwärtig der Ausbau der Kernenergie sich in Fernost abspielt, zeichnet sich der Aufschwung der Kernenergie in Europa und Nordamerika ab.
- Fortschrittliche Reaktoren der 3. Generation bieten weitere Verbesserungen hinsichtlich Kosten, Umweltschutz und Sicherheit.
- Fortschritte beim Ausbau der Endlager für radioaktive Abfälle sind der Schlüssel zu einer öffentlichen Akzeptanz der Kerntechnik.

Dr. Wolfgang Dams
AREVA NP GmbH
Kaiserleistraße 29
63067 Offenbach
Wolfgang.Dams@areva.com

Brennstoffzellen für mobile Anwendungen – Wo stehen wir auf diesem Weg?

Detlef Stolten, Forschungszentrum Jülich GmbH, Institut für Energie- und Klimaforschung – Brennstoffzellen (IEK-3)

Kurzfassung

Mobilität steht vor der Herausforderung, mit neuen Energiewandlungstechniken und neuen Kraftstoffen zur Verringerung der Umweltbelastungen und zur Reduktion importierter Energierohstoffe beizutragen. Batterie- und Brennstoffzellensysteme zur Bereitstellung von elektrischer Leistung für Antriebe und Bordnetze werden aktuell entwickelt. Langfristig soll Strom aus erneuerbaren Energien in Form von Wasserstoff für Pkw-Antriebe bereitgestellt werden. Batterie-Pkw mit deutlich reduzierter Reichweite werden mit Netzstrom versorgt, dessen Anteil an erneuerbaren Energien ebenfalls steigen wird, und können darüber hinaus auch durch Entnahme und Abgabe elektrischer Energie die Netzstabilität unterstützen. Der Beitrag stellt den aktuellen Stand der Brennstoffzellentechnik im Zusammenhang mit heute erkennbaren Anwendungen dar.

1. Einführung

Wesentliche Ziele einer notwendigen Neuausrichtung des Verkehrssektors sind die Verringerung globaler und lokaler Umwelteinwirkungen, die Reduzierung der Abhängigkeit von importierten Energierohstoffen sowie wirtschaftspolitische Aspekte. In diesem Zusammenhang werden aktuell ein veränderter Primärenergiemix in Verbindung

Arbeits- temperatur	Brennstoffzelle		Vorteile	Nachteile
	Akronym	Elektrolyt		
1000°C	Keramischer IC			
	SOFC	Y_2O_3 -dotiertes ZrO_2	- Guter Wirkungsgrad - Einfaches System - Interne Reformierung	- Sprödigkeit der Keramiken - Korrosion mit metall. IC
750°C	Metallischer IC			
650°C	MCFC	$\text{Li}_{0.5}(\text{Na}, \text{K})_{0.5}\text{CO}_3$	- Große Zellfläche - Einfache Systeme - Interne Reformierung	- Korrosion - Phasenübergang $\text{I} \leftrightarrow \text{s}$ - Niedrige Leistungsdichte
220°C				
160°C	PAFC, HT-PEFC	e.g. H_3PO_4 , PBI	- Einfache Kühlung; - Kein Wassermanagement	- PAFC: fortgeschritten - PBI: früher Status
120°C	PEFC	Sulfoniertes Polymer	- Fortgeschrittener Status; - Gut mit Wasserstoff	- Wassermanagement - Nicht für Reformierung
60°C	DMFC	Sulfoniertes Polymer	- Robust - Flüssiger Energieträger	- Methanolpermeation - Begrenzter Wirkungsgrad

Abb. 1: Übersicht über die wesentlichen Brennstoffzellen.

AFC: Alkalische BZ, BZ: Brennstoffzelle, DMFC: Direktmethanol-BZ, HT-PEFC: Hochtemperatur-PEFC, MCFC: Karbonatschmelzen-BZ, PAFC: Phosphorsäure-BZ, PEFC: Polymerelektrolyt-BZ, SOFC: Festoxid-BZ

mit zum Teil neuen Kraftstoffen einschließlich Strom und die Nutzung neuartiger, deutlich effizienterer Antriebe diskutiert. Eine herausragende Rolle können langfristig rein-elektrische Antriebe mit Brennstoffzellen für Pkw und Busse sowie mit Batterien für Kurzstrecken-Pkw spielen. Wird Wasserstoff in hoch-effizienten Brennstoffzellen genutzt, bietet sich die Möglichkeit, unter Netzstabilitätsgesichtspunkten nicht-nutzbare Aufkommen an erneuerbarem Strom, vor allem aus Windkraft, in Form von Wasserstoff zwischen zu speichern.

Flüssige Kraftstoffe mit hoher Energiedichte werden langfristig erforderlich bleiben, vornehmlich für den Schwerlastverkehr sowie für die Luft- und Seefahrt. Für die Bordstromversorgung solcher Fahrzeuge können zukünftig Systeme mit Brennstoffzellen im Leistungsbereich von etwa fünf Kilowatt bis über einem Megawatt zum Einsatz kommen, bei denen über den Weg der Reformierung des vorhandenen Kraftstoffs ein geeignetes Brenngas bereitgestellt wird. Abb. 1 gibt eine nach der Betriebstemperatur geordnete Übersicht über die heute wesentlichen Brennstoffzellentypen und nennt Vor- und Nachteile.

Bei Brennstoffzellen im Betrieb mit flüssigen Kohlenwasserstoffen kann die Einbeziehung erneuerbarer Energie auf dem Wege der Nutzung von Biomasse erfolgen. Dazu sind aus heutiger Sicht solche Biokraftstoffe geeignet, die das Biomasseaufkommen möglichst vollständig nutzen und die nicht in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion stehen. Kraftstoffe auf Basis von Algen stehen dabei zunehmend als Beimischungskomponente für Flugturbinentreibstoff in der Diskussion. Eine weitere Möglichkeit stellt die Nutzung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien dar, der unter Einbeziehung von Kohlendioxid, beispielsweise aus Kraftwerksprozessen in flüssige Kohlenwasserstoffe umgewandelt wird. Die verfahrenstechnisch notwendigen Komponenten zur Nutzung flüssiger Kraftstoffe in Brennstoffzellensystemen gibt Abb. 2 wieder. Dabei wird deutlich, dass Niedertemperaturbrennstoffzellen den größten Aufwand zur Brenngasaufbereitung erfordern.

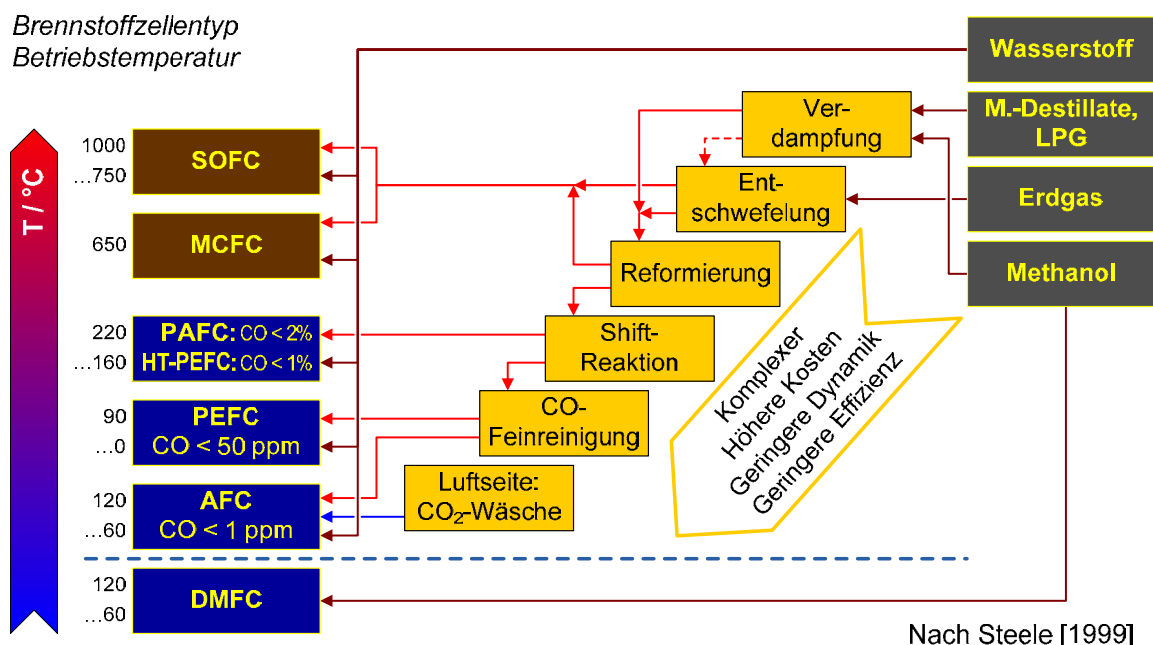


Abb. 2: Reformierung und Gasreinigung für Brennstoffzellen.

AFC: Alkalische BZ, BZ: Brennstoffzelle, DMFC: Direktmethanol-BZ, HT-PEFC: Hochtemperatur-PEFC, LPG: Flüssiggas, M.-Destillate: Mitteldestillate, MCFC: Karbonatschmelzen-BZ, PAFC: Phosphorsäure-BZ, PEFC: Polymermembran-BZ, SOFC: Festoxid-BZ

Im Bereich der Leichttraktion können Brennstoffzellen als Ersatz für bisher übliche Batteriemodule eingesetzt werden. Dabei kann Wasserstoff in Polymermembranbrennstoffzellen (*Polymer electrolyte fuel cells*, PEFC) oder Methanol in Direkt-Methanolbrennstoffzellen (DMFC) verwendet werden. Letztere bieten den Vorteil der Nutzung eines einfach zu tankenden flüssigen Kraftstoffs hoher Energiedichte.

Im Folgenden werden die Einsatzfelder von Brennstoffzellen für Fahrzeugantriebe und zur Bordstromversorgung vor dem Hintergrund einer generell beobachtbaren Ausweitung der Nutzung von Strom in Fahrzeugen untersucht und nach den Kriterien Primärenergiebedarf, Treibhausgasemissionen und Kosten bewertet.

2. Elektroantriebe für den Straßenverkehr

Kraftfahrzeuge deren Antriebsstruktur und Speicherauslegung einen rein elektrischen Betrieb ermöglicht gelten als emissionsfrei. Darunter fallen:

- *Plug-in* Hybride mit Verbrennungsmotor oder Brennstoffzellensystem (*Plug-in hybrid electric vehicle*, PHEV) mit Reichweiten im Batteriebetrieb von bis zu 50 km,
- Elektrofahrzeuge mit Brennstoffzelle und Batterie (*Fuel cell hybrid electric vehicle*, FCHV) mit Reichweiten von mehr als 400 km und
- Elektrofahrzeuge mit Batterie (*Battery electric vehicle*, BEV) mit Reichweiten bis maximal 200 km.

Über die Vergleichbarkeit entsprechender Fahrzeugkonzepte mit heutigen Fahrzeugen entscheiden bei vergleichbarer Nutzlast und Nutzvolumen neben den Kosten vor allem die Leistungsfähigkeit des Antriebs mit Bezug auf Höchstgeschwindigkeit und Beschleunigungsfähigkeit sowie die Reichweite zwischen Betankungs- beziehungsweise Batterieladevorgängen. Aufgrund des Drehmomentverlaufs der Antriebsmaschine gelten Elektroantriebe als sehr gut fahrbar und machen bei moderaten Höchstgeschwindigkeiten ein Schaltgetriebe verzichtbar. Für Fahrzeugantriebe mit Brennstoffzellen im Wasserstoffbetrieb kommen heute ausschließlich PEFC mit Betriebstemperaturen zwischen 80°C und 95°C zum Einsatz. Die Kaltstartfähigkeit ist auch bei -25°C gewährleistet. Beispiele für heute in Kleinserie zur weiteren Erprobung beim Anwender gebaute Fahrzeuge gibt Abb. 3.



Abb. 3: Fahrzeuge mit Brennstoffzellen im Wasserstoffbetrieb.
 Von links: B-Klasse F-CELL, Daimler AG [1]; Honda FCX Clarity [2]; GM HydroGen4 [3]

Bezüglich der Reichweite gelten deutlich stärkere Restriktionen für Elektrofahrzeuge mit Batterien im Vergleich zu Fahrzeugen mit Brennstoffzellen. Die Masse von Batteriesystemen, ist dem Energievorrat proportional. Kenndaten dazu können Tabelle 1 entnommen werden. Es wird deutlich, dass Batterien mit Li-Ionentechnologie den Anforderungen nach hoher spezifischer Energie und Energiedichte, hoher Lebensdauer und geringer Selbstentladeraten am ehesten gerecht werden.

Parameter		Blei	Ni-MH	Li-Ionen
Theor. spezifische Energie	[Wh/ kg]	167	214	420
Spezifische Energie	[Wh/ kg]	35...49	45...75	65...150
Spezifische Leistung	[W/ kg]	227...310	250...1.000	600...1.500
Energiedichte	[Wh/ l]	70...96	125...182	130...300
Leistungsdichte	[W/ l]	445...620	600...2.800	1.200...3.000
Kalendarische Lebensdauer	[a]	2...6	12	7...10
Zykluslebensdauer	[1.000]	0,1...0,3	2,5...300	2...300
Selbstentladung	[1/Monat]	2%...3%	20%...30%	2%...10%
Temperaturbereich	[°C]	-30...70	-10...60	-25...50

Tabelle 1: Leistungsdaten von Batterien. Daten nach [4]; Energiedichte bei 25°C; Spezifische Leistung: Blei- und Li-Ionen-Akkumulatoren bei 10 s, Ni-MH bei 18 s Pulslast (Laden und Entladen); Zykluslebensdauer: Ni-MH und Li-Ionen: unterer (oberer) Wert für 100% (<3%) Entladetiefe; Temperaturbereich: für in-Betrieb befindliche Zellen

Einzelne Hersteller geben für Hochenergiebatterien bezogen auf Einzelzellen Werte von bis zu 185 Wh/kg an [5]. Werden Abschläge für zusätzlich notwendige Massen für die Systemintegration zu Batteriemodulen und eine über die Lebensdauer notwendige

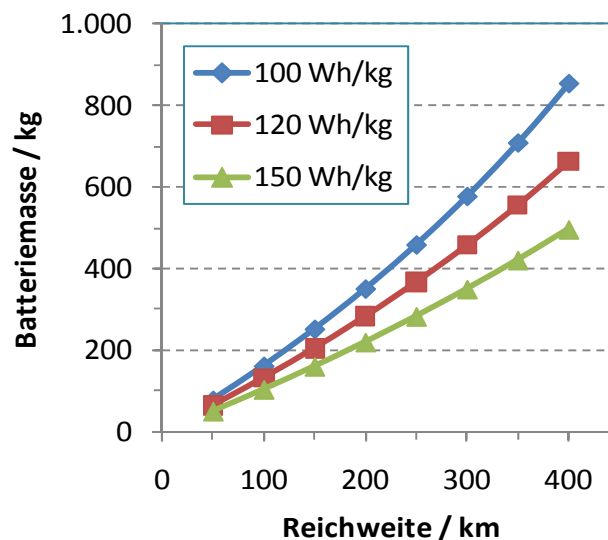


Abb. 4: Zusammenhang zwischen Batteriemasse und Reichweite im MVEG-Fahrzyklus gültig unter hier getroffenen Annahmen und bei konstanten Wirkungsgraden der Komponenten des Antriebsstranges (siehe Text).

Kapazitätsreserve von 20% angesetzt, kann auf Basis dieser Angabe eine spezifische Energie von 120 Wh/kg abgeschätzt werden. Für 200 km Reichweite bedeutet dies eine Masse der Batterie von 283 kg bei einem Energiebedarf von 14,2 kWh_e/100 km, der mit Hilfe von

Simulationsrechnungen auf Basis des Europäischen Fahrzyklus (MVEG) errechnet wurde [6]. Die zu speichernde Energiemenge beträgt damit 28,3 kWh_e. Eine Auslegung auf größere Reichweite erscheint nicht sinnvoll, da die größere Fahrzeugmasse auch einen erhöhten Energiebedarf bedeutet.

Der Zusammenhang zwischen notwendiger Batteriemasse und Reichweite kann Abb. 4 entnommen werden. Hierbei gelten folgende Annahmen bezüglich der Komponentenwirkungsgrade: 90% Entladen, 85% Elektromotor inklusive Leistungselektronik und 90% mechanischer Antriebsstrang. Annahmen für das Fahrzeug wurden wie folgt festgelegt: die Querspanfläche beträgt 2 m², der Luftwiderstandsbeiwert 0,32 und die Fahrzeugmasse ohne Antrieb und Speicher 900 kg. Es wird angenommen, dass sich durch Maßnahmen zur Chassis-Verstärkung die Fahrzeugmasse um das 1,2-fache zusätzlicher Komponentenmassen erhöht. Die Masse von Antrieb und Kraftübertragung wird mit 118 kg nach [7] abgeschätzt.

Die Lebensdauer von Batteriesystemen für reine Batterieantriebe auf Li-Ionenbasis kann heute nur unzureichend spezifiziert werden, da die Lebensdauer stark von den im Betrieb auftretenden Temperaturen und von der Entladetiefe abhängt. Anhaltspunkte dazu sind in Abb. 5 aufgeführt. Im realen Betrieb auftretende Bedingungen hängen von den tatsächlichen Nutzungsprofilen ab.

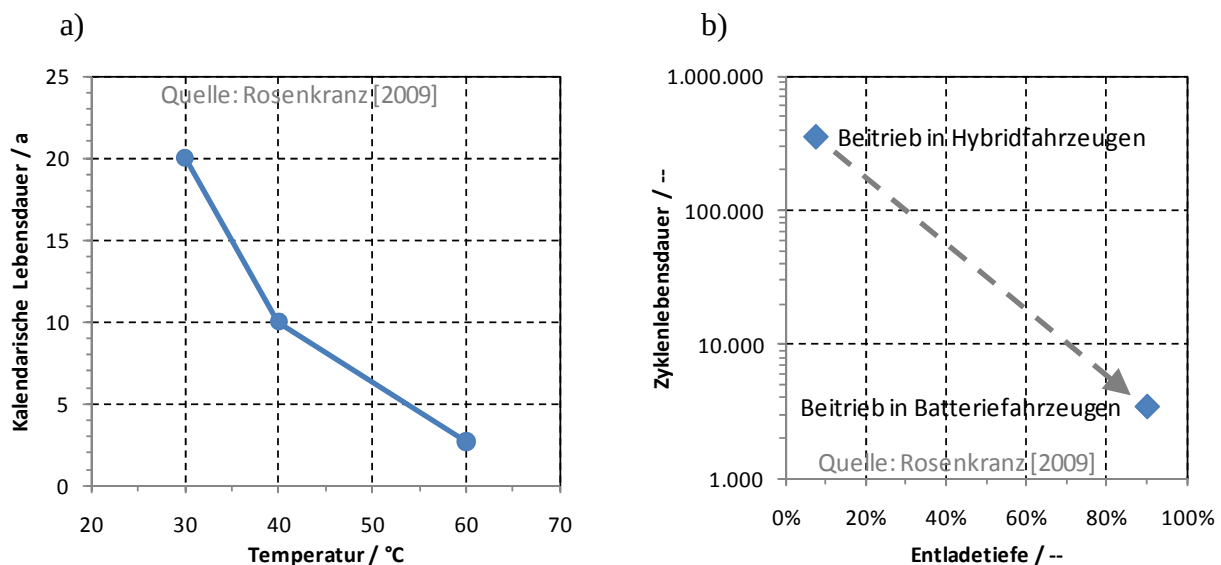


Abb. 5: Lebensdauer von Lithium-Ionenbatterien (nach [8]): Abhängigkeit von a) der Temperatur, b) der Entladetiefe.

Bei Brennstoffzellen stellt die Verbesserung der Lebensdauer ebenfalls noch eine Herausforderung dar. Entsprechende Aktivitäten zur Aufklärung von Degradationsmechanismen und damit zur weiteren Reduktion des Leistungsverlusts betreffen auch die Materialwissenschaften und Fertigungsverfahren. Der heutige Status wird vom US Department of Energy (US DOE) in [9] mit 5.000 Stunden angegeben. Dieser Wert gilt allgemein als Referenzwert für die Pkw-Anwendung. Von Helmolt (2009) gibt in [10] für die kommende GM-Fahrzeuggeneration mit Brennstoffzelle eine Laufleistung von 120.000 Meilen, entsprechend ca. 190.000 km an. Weitere Verbesserungen stehen im Zusammenhang mit einer Reduktion des Bedarfs an Edelmetallkatalysatoren und damit insbesondere mit den Kosten von Brennstoffzellen.

Kostenprognosen für Batterien und Brennstoffzellensysteme sind heute schwierig zu treffen. Für Batterien gilt, dass zukünftig relevante Materialien und Herstellverfahren derzeit noch nicht absehbar sind. Gängige Werte – bei Annahme von Massenproduktion – werden heute als Zielwerte für den Zeitraum 2015 bis 2020 mit 250 bis 300 EUR/kWh_e angegeben. Für die weiter oben ermittelte Batteriekapazität von 28,3 kWh_e können dann bei Annahme des Mittelwerts von 275 EUR/kWh_e die Kosten des Batteriemoduls bei Berücksichtigung der Kapazitätsreserve von 20% mit rund 9.700 EUR abgeschätzt werden. Für Brennstoffzellen liegen Kostenangaben entsprechend Kromer et al. [2008] in [7] bei Unterstellung von Massenproduktion bei 108 US\$/kW_e und in [8] bei 61 EUR/kW_e. Zielwerte für 2015 geben [8] mit 30 US\$/kW_e und [7] mit 52 bis 76 US\$/kW_e an. Bei hier angenommenen 90 kW_e Systemleistung und 70 EUR/kW_e liegen die Kosten des Brennstoffzellensystems ohne Speicher bei 6.300 EUR. Für Wasserstoffspeicher als Druckgasspeicher mit 700 bar Betriebsdruck können in Anlehnung an [7] 10 EUR/kWh_{H2} angesetzt werden. Bei 110 kWh_{H2} notwendiger Wasserstoffmenge für 400 km auf der Basis von Berechnungen zum Kraftstoffbedarf im Europäischen Fahrzyklus (MVEG) [6] lassen sich Speicherkosten von 1.100 EUR für den H₂-Tank abschätzen. Die geschätzten Gesamtkosten des Stromerzeugungssystems liegen damit bei rund 7.400 EUR.

Zusammenfassend sind in Abb. 6 vergleichende Angaben zu Fahrzeugen mit Brennstoffzellen und Batterien dargestellt. Es wird deutlich, dass die Kosten des Stromerzeugungssystems mit Brennstoffzellen bei mindestens verdoppelter Reichweite deutlich geringer ausfallen können, wenn die entsprechenden Kostenziele erreicht werden. Die Fahrzeugmassen sind vergleichbar. Bezüglich der *Well-to-wheel* (WTW) Bilanzierung von Primärenergieaufwand und Emission von Treibhausgasen (THG) bestehen geringe Nachteile für das FCHV bei der Nutzung von Erdgas zur Erzeugung von Wasserstoff. Durch Veränderung der Primärenergiebasis bei der Bereitstellung von Strom und Wasserstoff in Richtung THG-armer Primärenergien lassen sich diese Werte weiter reduzieren.

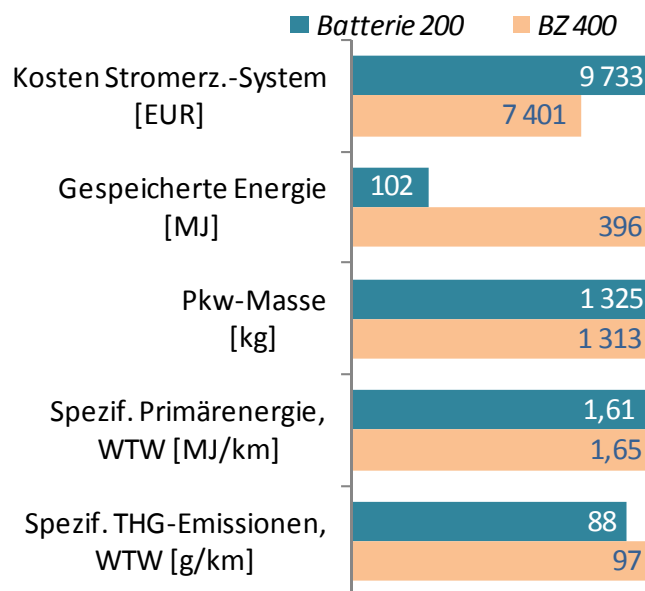


Abb. 6: Vergleich von Elektrofahrzeugen mit Batterien und Brennstoffzellen.
Annahmen zu den Fahrzeugen, siehe Text; Strombereitstellung entsprechend dem deutschen Strommix (2008) nach [11], Wasserstoffbereitstellung mittels Erdgasreformierung und anschließendem Transport in Druckflaschen per Lkw; WTW: Well-to-wheel

Für den Alltagsgebrauch und für die Struktur der Kraftstoffversorgung von erheblicher Bedeutung ist die notwendige Betankungsinfrastruktur. Die Bereitstellung von Wasserstoff für FCHV erfordert zunächst hohe Investitionen in Wasserstofferzeugungskapazitäten

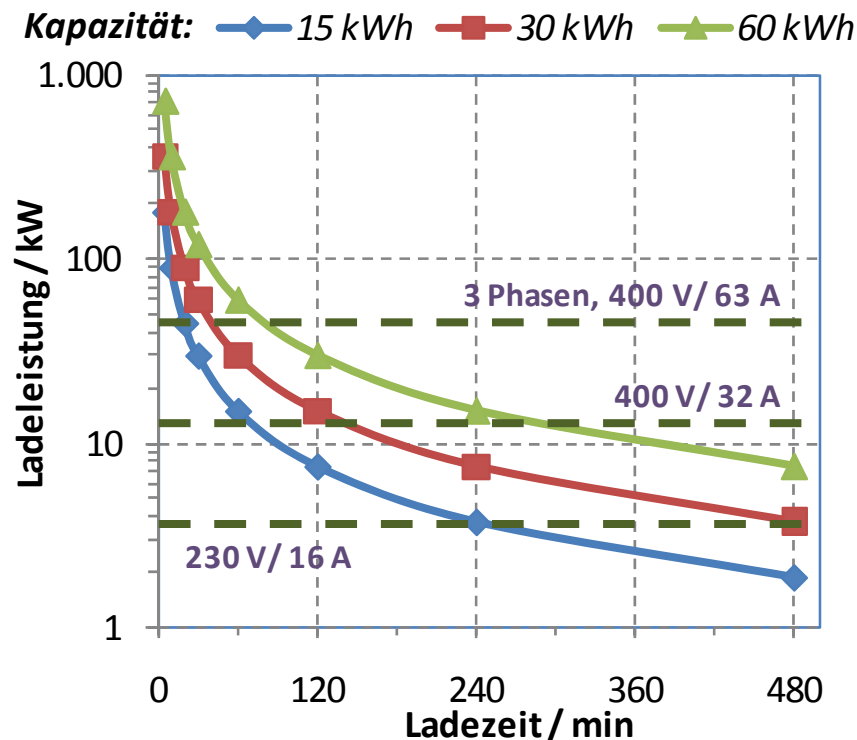


Abb. 7: Abschätzung der mindestens notwendigen Ladeleistung in Abhängigkeit von der Ladezeit für verschiedene Batteriekapazitäten.

und -infrastrukturen einschließlich der Tankstelle. Die Betankungsvorgänge können bezüglich Bedienbarkeit und Betankungsdauer weitgehend analog zur heutigen Fahrzeugbetankung gestaltet werden. Für BEV gelten grundsätzlich andere Randbedingungen aufgrund der erheblich längeren Betankungsdauer im Sinne der Batterieladevorgänge. Abb. 7 stellt Ladeleistungen und Ladezeiten gegenüber, wobei letztere Mindestladezeiten darstellen, die sich als Quotient aus der Batteriekapazität und der Ladeleistung ergeben. Reale Li-Ionenbatterien können nur bis etwa 75% Ladezustand (SOC) mit maximalem Ladestrom geladen werden. Darüber hinaus muss die Ladeleistung deutlich reduziert werden, was die Ladedauer weiter erhöht.

3. Brennstoffzellen zur Bordstromversorgung

Über die Bereitstellung von Antriebsleistung für Elektroantriebe hinaus können Brennstoffzellensysteme auch als Bordstromerzeuger (*Auxiliary power unit*, APU), zum Beispiel in Lkw, Flugzeugen oder Schiffen sinnvoll eingesetzt werden. Auch für Pkw, die einen erhöhten Strombedarf bei Fahrzeugstillstand aufweisen, können APUs mit Brennstoffzellen zu Vorteilen bezüglich Kraftstoffbedarf und Emissionen führen. Solche Systeme erreichen auch im Betrieb mit flüssigen Kraftstoffen deutlich höhere Wirkungsgrade als Antriebsmaschinen, die im Leerlauf über den Generator Strom bereitstellen, oder als APUs mit Verbrennungsmotoren. Basis solcher Systeme können Festoxidbrennstoffzellen (*Solid oxide fuel cells*, SOFC) oder PEFC beziehungsweise HT-PEFC sein. Auf die oben

genannten Anwendungen bezogen sind solche Systeme vielversprechend, die den an Bord verfügbaren Kraftstoff nutzen, z.B. Diesel oder Kerosin. Hierfür ist eine Reformierung mit anschließender Gasaufbereitung erforderlich (Abb. 8).

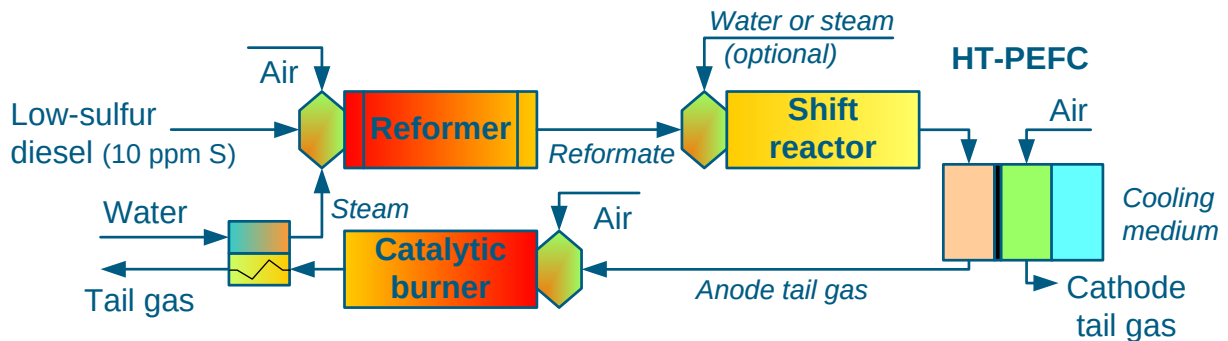


Abb. 8: Brennstoffzellensystem auf Basis von HT-PEFC mit autothermer Reformierung und Shift-Reaktor zur Brenngasaufbereitung.

Heute verfügbare Kraftstoffe unterscheiden sich in für die Reformierbarkeit relevanten Eigenschaften Siedeverhalten, chemischer Zusammensetzung, Additiv-Zugaben und Schwefelgehalt. Entsprechende Spezifikationen wirken sich stark auf die einzusetzenden Verfahren der Brenngaserzeugung und damit auch auf die Kosten aus (Abb. 9, siehe auch Peters et al. 2008 [12]).

Options for APU's in mobile application							
	LPG	Alcohols	Gasoline	Kerosene	Diesel	Heating oil	Marine Gas Oil
Important thermodynamic and chemical property data of fuels ! – Attention; X – difficult to solve							
Boiling range						!	X
Residue					!	X	X
Aromatics			X	!	!	!	!
Di-, Tri and Poly aromatics						X	X
S content	!			X		X	X
S species				!		X	X

Abb. 9: Kraftstoffe für APU-Anwendungen.

Mögliche Vorteile, bezogen auf den Kraftstoffbedarf je erzeugter Kilowattstunde Strom, lassen sich bei Kenntnis des lastpunktabhängigen Betriebsverhaltens von Stromerzeugungssystemen ermitteln. Als Basis für solche Berechnungen zeigt Abb. 10 die Abhängigkeit des Wirkungsgrades der Stromerzeugung von der relativen Systemleistung für ein SOFC-System. Es wird deutlich, dass über den gesamten Teillastbereich der Wirkungsgrad des SOFC-Systems im Vergleich zur Verbrennungsmotor-APU deutlich höher ist. Nur bei Volllast sind die Werte vergleichbar.

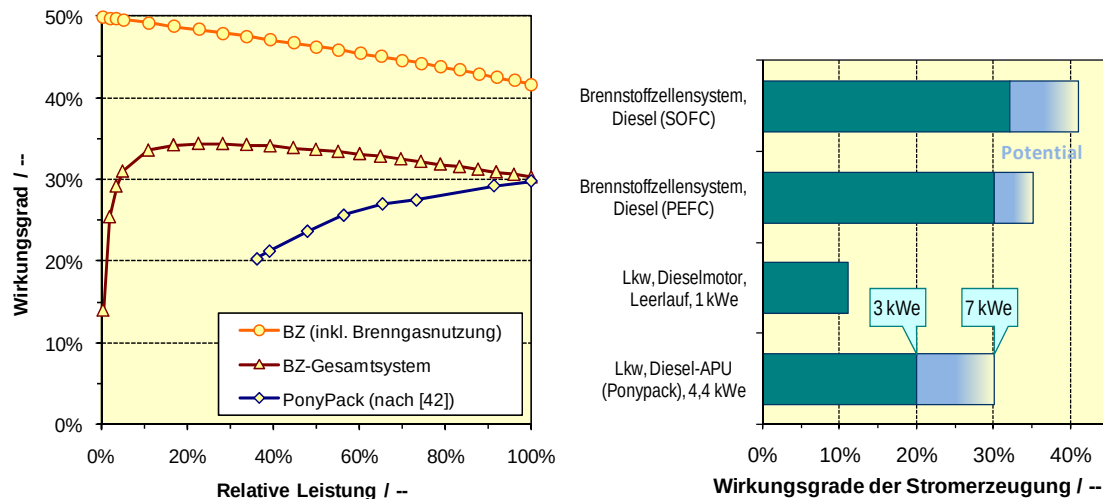


Abb. 10: links: Elektrischer Wirkungsgrad von Stromerzeugern mit SOFC und Verbrennungsmotor-APU in Abhängigkeit von der relativen Leistung; rechts: Wirkungsgrade unterschiedlicher Möglichkeiten der Stromerzeugung.

4. Zusammenfassung und Ausblick

In Verbindung mit Brennstoffzellen erlaubt Wasserstoff als Energieträger lokal emissionsfreie Mobilität und ermöglicht die Nutzung eines breiten Primärenergiespektrums. Wird Wasserstoff aus Erdgas hergestellt, sind bereits heute Vorteile gegenüber Pkw-Antrieben, die Benzin oder Diesel nutzen, darstellbar. Der Ausbau der Stromerzeugung auf Basis fluktuierender erneuerbarer Energien erfordert mittelfristig deren Zwischenspeicherung aus Gründen der Netzstabilität. Wasserstoff bietet hierfür im Vergleich zu Batterien eine höhere Energiedichte und gegenüber heute vergleichbare Tankprozeduren. Deutlich höhere Pkw-Reichweiten zwischen Betankungsvorgängen lassen sich realisieren. Der Wirkungsgrad der Prozesskette von der Primärenergie bis zum Rad ist dabei im Vergleich zu Batteriefahrzeugen geringer.

Der Einsatz von Brennstoffzellen zur Bordstromversorgung von Lkw, Flugzeugen oder Schiffen kann aus heutiger Sicht zu einer Reduktion des Kraftstoffbedarfs und lokal wirksamer Emissionen beitragen. Entsprechende Systeme nutzen den für die Anwendung gängigen Kraftstoff und erfordern damit keine eigene Kraftstoffinfrastruktur.

Für marktfähige Systeme müssen neben anwendungsspezifischen Entwicklungsaufgaben Kosten weiter verringert sowie Lebensdauer und Zuverlässigkeit erhöht werden. Optionen zur Kostenreduzierung liegen dabei vor allem im Design von Brennstoffzellen-Stack und -System und in der Entwicklung neuer Materialien sowie Verfahren zur Herstellung von Brennstoffzellen.

Literatur

- [1] Daimler AG (2010) www.daimler.de, zuletzt besucht am 13.12.2010
- [2] Honda Motor Co. (2010) www.hondanews.eu, zuletzt besucht am 13.12.2010
- [3] Adam Opel GmbH (2010) www.media.opel.de, zuletzt besucht am 13.12.2010

- [4] Wallentowitz, H.; Reif, K. (2006) Handbuch Kraftfahrzeugelektronik: Grundlagen, Komponenten, Systeme, Anwendungen. Vieweg+Teubner, Wiesbaden, 2006
- [5] Saft America Inc., Datenblatt zu VL 52 E - high energy cell. www.saftbatteries.com, zuletzt besucht am 15.09.2010
- [6] Grube, Th., Stolten, D. (2010) Bewertung von Fahrzeugkonzepten mit Brennstoffzellen und Batterien. Beitrag zur VDI-Tagung „Innovative Fahrzeugantriebe“, Dresden, 10. und 11.11.2010
- [7] Kromer, M.A.; Heywood, J.B., A Comparative Assessment of Electric Propulsion Systems in the 2030 US Light-Duty Vehicle Fleet. SAE Technical Paper Series SAE 2008-01-0459
- [8] Rosenkranz, C. (2009) Li-Ion Batterien: Schlüsseltechnologie für das Elektroauto. Tagungsbeitrag: Erster Deutscher Elektro-Mobil Kongress, Bonn, 16.06.2009
- [9] US DOE (2009) Multi-Year Research, Development and Demonstration Plan: Planned Program Activities for 2005-2015. <http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/mypp/>, zuletzt besucht am 22.09.2010
- [10] von Helmolt (2009) Fuel cell or battery vehicles? Similar technology, different infrastructure. Tagungsbeitrag: f-cell, Stuttgart, 28. und 29. September 2009
- [11] AG Energiebilanzen (2010) Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2008. www.ag-energiebilanzen.de, zuletzt besucht am 22.09.2010
- [12] Peters, R., Grube, Th., Pasel, J., Samsun, C. (2008) Einsatzgebiete und technische Voraussetzungen für Brennstoffzellen in APU-Anwendungen. „Der 4. Deutsche Wasserstoff Congress 2008 – Tagungsband“, Stolten, D., Emonts, B., Grube, Th. (Hrsg.), Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energie & Umwelt, Band 12, Jülich, 2008

Prof. Dr.-Ing. Detlef Stolten
 Institut für Energie- und Kimaforschung – Brennstoffzellen (IEK-3)
 Forschungszentrum Jülich GmbH
 D-52425 Jülich
d.stolten@fz-juelich.de

Elektrische Energiespeicher

Matthias Rzepka, ZAE Bayern, Abteilung 1 (Technik für Energiesysteme und Erneuerbare Energien), Walther-Meißner-Str. 6, 85748 Garching

1. Einleitung

Der Anteil an regenerativen Energiequellen an der Gesamtstromerzeugung ist in den letzten Jahren stetig angestiegen. Er lag im Jahr 2009 schon bei 15,6 % [1] und wird voraussichtlich bis zum Jahr 2020 auf über 30 % steigen. Aktuell stellt dabei die Windkraft die größte erneuerbare Energiequelle dar, mit allerdings eher geringen Zuwachsraten. Den größten relativen Zuwachs von über 30 % (im Jahr 2008) verzeichnet die Photovoltaik, begünstigt durch drastisch sinkende Modulpreise und noch enormen Mengen an freien geeigneten Flächen (im Gegensatz zur Windkraft, für die die Suche nach neuen Standorten zunehmend schwieriger wird).

Sowohl Windkraft als auch Photovoltaik haben ein zeitlich stark fluktuierendes Einspeiseprofil, dessen Prognose unsicher ist (und naturgemäß immer ungenauer wird je weiter der Betrachtungszeitraum in der Zukunft liegt).

Dieser zeitlich schwankenden Einspeisung (in Verbindung mit nur langfristig regelbaren Grundlastkraftwerken) steht auch auf der Verbraucherseite eine zeitlich fluktuierende Entnahme gegenüber, die Differenz wird mit kurzfristig regelbaren Kraftwerken ausgeglichen (Primärregelung im Millisekundenbereich, Sekundärregelung im Minutenbereich). Die Erlöse für diese sogenannte Regelenenergie sind dabei selbst starken Schwankungen ausgesetzt und spiegeln sich als Preisindex auf dem EEX-Spotmarkt wider:

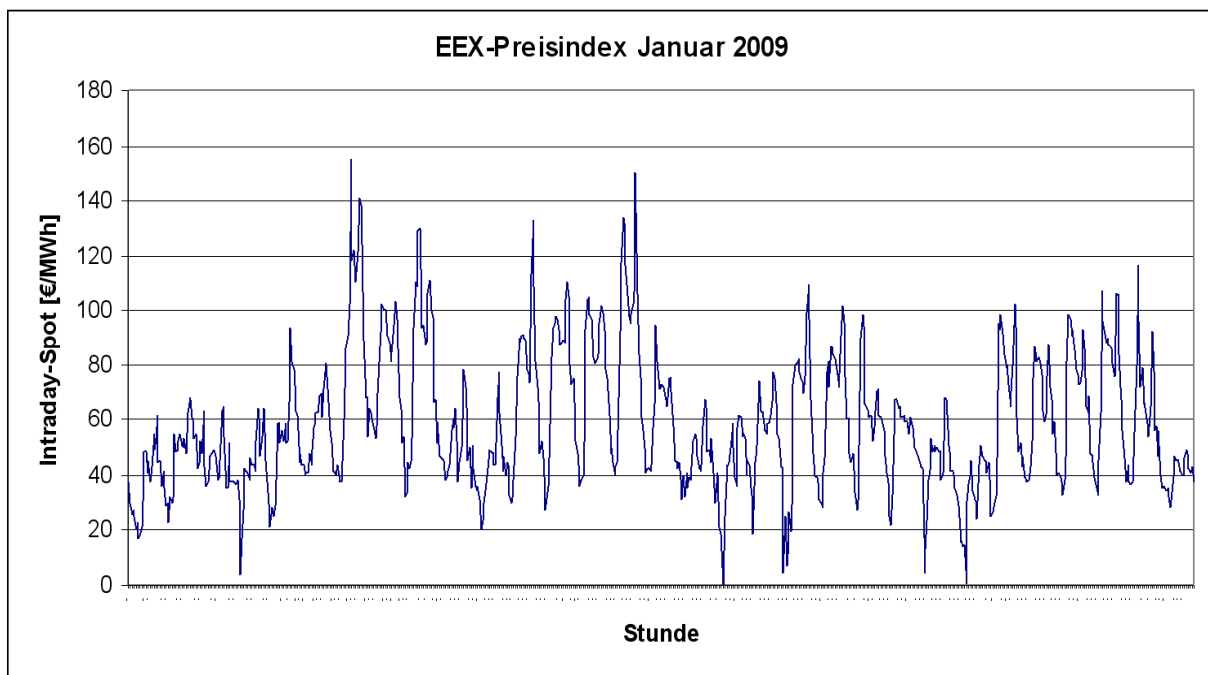


Abb.1 Stundenwerte des EEX-Preisindex der Leipziger Strombörse für den Januar 2009 [16]

Netzmanagement wird daher in Zukunft eine zunehmend wichtige Aufgabe werden. Dies beinhaltet eine optimale Fahrweise des Anlagenparks, Lastmanagement auf der Verbraucherseite sowie die Einbindung von möglichst effizienten, dezentralen Speichern für elektrische Energie. Wie ein Blick auf die obigen Darstellung des EEX-Spotmarkts zeigt, können dabei auch Speichertechniken mit sehr geringer Effizienz wirtschaftlich betrieben werden.

Die bisher entwickelten Speichertechnologien unterscheiden sich teilweise deutlich bzgl. ihrer maßgeblichen Parameter [5, 6, 11]. Einige kommen nur als Kurzzeitspeicher zum Leistungsausgleich in Frage, andere können als Langzeitspeicher (Stunden bis Monate) eingesetzt werden. Auch die spezifischen Kosten sowie der technische Entwicklungsstand der einzelnen Verfahren differieren stark. Dazu soll in den folgenden Kapiteln jeweils ein kurzer Überblick über die wichtigsten Parameter der einzelnen Speichertechnologien gegeben werden. Es wird versucht, zur Vergleichbarkeit aller Systeme möglichst aussagekräftige Richtwerte zu den technischen und finanziellen Rahmenbedingungen zu geben. Dabei sind jedoch vor allem die Angaben zu den Kosten teilweise relativ unsicher und können für konkrete Beispiele auch erheblich davon abweichen.

2. Mechanische Speicher

Schwungradspeicher

In Schwungradspeichern (engl. flywheels) wird elektrische Energie über einen Elektromotor in die Rotationsbewegung einer trägen Masse umgewandelt und kann bei Bedarf durch Abbremsen mit einem Generator wieder entnommen werden. Der maximale Energieinhalt ergibt sich dabei aus dem Trägheitsmoment des Rotors und der maximalen Rotationsgeschwindigkeit. Die Leistungsentnahme ist hingegen hauptsächlich durch die Auslegung des Generators begrenzt. Prinzipiell kann diese jedoch sehr groß sein, Schwungradspeicher eignen sich daher besonders, um Lastspitzen im Bedarf eines lokalen Verbrauchers abzudecken. Der Wirkungsgrad für Kurzzeitspeicherung ist durch die Effizienz von Motor und Generator bestimmt und liegt im Bereich von 90%. Im Vergleich zu Batterien sind Schwungradspeicher unempfindlich gegen Temperaturschwankungen und Teilentladungen (kein Memory-Effekt). Der Ladezustand lässt sich durch einfache Messung der Rotationsgeschwindigkeit exakt bestimmen [6,7].

Konventionelle Systeme verwenden große, schwere Stahlrotoren, die in mechanischen Lagern geführt werden. Aufgrund der relativ geringen Zugfestigkeit von Stahl sind hier die Umdrehungsgeschwindigkeiten auf ca. 5000 U/min. begrenzt.

Moderne Systeme enthalten wesentlich zugfestere Kohlenstofffaser-Kompositmaterialien, deren theoretische Energiedichte um über eine Größenordnung höher ist, und können Rotationsgeschwindigkeiten von bis zu 100.000 U/min erreichen [10]. Der Rotor wird hier meist in einem magnetischen Lager geführt und befindet sich in einem evakuierten Behälter, um Speicherverluste aufgrund von Luft- und Lagerreibung zu minimieren. Trotzdem ergeben sich aufgrund des Energieverbrauchs der Hilfsaggregate (z.B. Vakuumpumpe, Elektromagnet) und Restreibung hohe Speicherverluste, die im Bereich zwischen 0,5-2 % pro Stunde liegen. Schwungräder sind daher nicht als Langzeitspeicher geeignet, können aber aufgrund der hohen Zyklenzahl nahezu wartungsfrei über Jahre als Kurzzeitspeicher verwendet werden.

Energiedichte	5 Wh/kg	spez. Systemkosten	3000 €/kWh
volumetrisch	20 kWh/m ³	Zyklenzahl	unbegrenzt
Wirkungsgrad	90 %	Verlustrate	10 % / Stunde

Tab.1 Schwungradspeicher Stahl, mechanisches Lager, 5000 U/min

Energiedichte	100 Wh/kg	spez. Systemkosten	5000 €/kWh
volumetrisch	80 kWh/m ³	Zyklenzahl	unbegrenzt
Wirkungsgrad	90 %	Verlustrate	1 % / Stunde

Tab.2 Schwungradspeicher Kohlefaser, magnetisches Lager, Vakuum, 50.000 U/min

3. Hydraulische Speicher

Pumpspeicherkraftwerke

In Pumpspeicherkraftwerken wird in Zeiten von Stromüberschuss Wasser in ein möglichst hoch gelegenes Reservoir (natürlicher See oder künstliches Becken) gepumpt und bei Bedarf durch Fallrohre über Turbinen in ein tiefer gelegenes Wasserbecken geleitet. Die gespeicherte Energie ist dabei durch den nutzbaren Druckunterschied gegeben und beträgt nur etwa 1 Wh/kg (bei einer typischen Höhendifferenz von 300m), bezogen auf die Masse des gespeicherten Wassers. Diese geringe Energiedichte kann jedoch durch sehr große Speichervolumina ausgeglichen werden.

Die Pump- und Turbinenverluste (incl. Motor/Generator) betragen jeweils etwa 10%, so dass der Gesamtwirkungsgrad von modernen Pumpspeicherkraftwerken im Bereich von 75-85 % liegt [3, 8, 19]. Sie sind sehr schnell regelbar, die Anfahrtszeit (sowohl für den Kraftwerks- wie für den Pumpbetrieb) beträgt in der Regel etwa 1 Minute. Danach können sie typischerweise für einige Stunden in Vollast Strom produzieren. Sie eignen sich daher sehr gut als Regelkraftwerke für den Tag/Nacht-Ausgleich, prinzipiell ist aber aufgrund der sehr geringen Speicherverluste (Verdunstung oder Versickerung von Wasser) auch saisonale Speicherung möglich.

Durch die vielfältigen Ansprüche an mögliche Standorte (große Höhendifferenz, großes Speichervolumen, Umwelt-/Landschaftsverträglichkeit) ist die Zahl möglicher Pumpspeicherkraftwerke begrenzt. Momentan gibt es in Deutschland etwa 30 Kraftwerke mit einer Leistung von fast 7000 MW und einer Gesamtkapazität von 40.000 MWh [8]. Damit ist die Kapazität aber vorerst ausgeschöpft, ein Zubau weiterer Pumpspeicher wird nur in geringfügigem Maße möglich sein. Neben oberirdischen Speichern sind prinzipiell auch Speicher in unterirdischen Hohlräumen (alte Bergwerke, Salzstöcke etc.) denkbar.

Energiedichte	1 Wh/kg	spez. Systemkosten	50 €/kWh
volumetrisch	1 kWh/m ³	Zyklenzahl	unbegrenzt
Wirkungsgrad	80 %	Verlustrate	ca. 0 %

Tab. 3 Pumpspeicher Goldisthal (Höhendifferenz 300 m)

Druckluftspeicher CAES

In Druckluftspeicherkraftwerken (CAES compressed air energy storage) wird mit einem elektrischen Kompressor die Verbrennungsluft für eine Gasturbine komprimiert und in großen unterirdischen Kavernen für längere Zeiträume gespeichert. Bei Bedarf kann diese Luft dann als Verbrennungsluft für eine konventionelle Gasturbine genutzt werden, wobei sie jedoch durch den fossilen Brennstoff nur erhitzt und nicht mehr weiter komprimiert werden muss. Dies erhöht den Wirkungsgrad der reinen Gasturbine erheblich. CAES-Speicher sind also prinzipiell nichts anderes als Gasturbinen, bei denen die Kompression der Verbrennungsluft zeitlich und anlagentechnisch von der Nutzung in den Turbinen getrennt ist [13].

Im einzigen CAES-Kraftwerk von Deutschland (Huntorf, Baujahr 1978, 290 MW, 310.000 m³ Speichervolumen) erhält man damit aus 0,8 kWh Schwachlaststrom und 1,6 kWh Gas einen Ertrag von 1 kWh Spitzenlaststrom. Dies ergibt einen rechnerischen Wirkungsgrad von 42 % (wobei man beachten muss, dass ein Teil des Energie-Eintrags als Strom erfolgt und sich damit die energetische Gesamtbilanz weiter verschlechtert). Der wesentliche Grund für die Wirkungsgradverlust ist, dass sich die Luft bei der Kompression auf ca. 70 bar extrem erwärmt (über 700 °C) und die gesamte Wärme letztendlich ungenutzt bleibt, da die komprimierte Luft zum Zeitpunkt des Entladens wieder auf annähernd Umgebungstemperatur abgekühlt ist. (Würde man diese Luft direkt – ohne weitere Verbrennung - einer Turbine zuführen, so würde sie sich extrem abkühlen und die Turbinen vereisen. Daher scheidet dieses Konzept aus.). Durch den Einsatz von Rekuperatoren zur Luftvorwärmung mit Hilfe des Turbinen-Abgases lässt sich der Wirkungsgrad von CAES-Anlagen bis auf ca. 54 % steigern.

Gegenüber Pumpspeichern haben Druckluftspeicher jedoch den Vorteil, dass es hier geeignete Salzformationen auch im (Windenergie reichen) Norden von Deutschland gibt.

Energiedichte	-	spez. Systemkosten	400 €/kWh
volumetrisch	2 kWh/m ³	Zyklenzahl	unbegrenzt
Wirkungsgrad	42 %	Verlustrate	ca. 0 %

Tab. 4: Deutschlands einziges CAES-Kraftwerk Huntorf (Kosten geschätzt)

Adiabatische Druckluftspeicher AA-CAES

Um den Wärmeverlust der CAES Technik zu umgehen, werden Druckluftspeicher entwickelt, die die Kompressionswärme zwischenspeichern (AA-CAES, advanced adiabatic CAES) und beim Entladen zur Aufwärmung der entspannten Luft nutzen. Dadurch vereisen die Turbinen nicht mehr und die komprimierte Luft kann direkt, ohne Gasbefeuerung, genutzt werden, der Gesamtwirkungsgrad kann Werte von ca. 70 % erreichen. Dieses Konzept ist jedoch noch nicht erprobt. Hauptschwierigkeit ist naturgemäß der riesige Wärmespeicher, der bei Speichertemperaturen von mehreren hundert °C arbeiten muss. Als Materialien kommen z.B. poröse Keramiken bzw. Beton in Betracht. Verschieden Systemkonfigurationen werden zur Zeit z.B. in einem EU-geförderten Projekt untersucht. Erste Kraftwerke könnten frühestens 2020 in Betrieb gehen.

Energiedichte	-	spez. Systemkosten	800 €/kWh
volumetrisch	2 kWh/m ³	Zyklenzahl	unbegrenzt
Wirkungsgrad	70 %	Verlustrate	ca. 0 %

Tab. 5: Abschätzungen der Parameter für ein zukünftiges AA-CAES-Kraftwerk

4. Elektrische Speicher

Supraleitende magnetische Spulen (SMES)

Supraleitende magnetische Energiespeicher (SMES) speichern Energie in einem Magnetfeld, das durch den Gleichstrom in einer supraleitenden Spule erzeugt wird. Diese Spule wird dabei durch eine externe Kühlung unterhalb der Sprungtemperatur T_c gehalten. Der Strom fließt prinzipiell verlustfrei, jedoch ist Energie zum Betrieb der Kühlung notwendig. Die maximale Speicherkapazität einer gegebenen Speichergeometrie ergibt sich aus dem maximal möglichen Spulenstrom, der von der für jedes supraleitende Material charakteristischen kritischen Stromdichte I_c gegeben ist [9, 12].

Das Ein- und Auskoppeln der elektrischen Energie durch die Leistungselektronik (Wechselrichter) führt dabei jeweils zu sehr geringen Verlusten von unter 3%, so dass sich Speicherwirkungsgrade von bis zu 95% realisieren lassen.

Bereits kommerziell verfügbare Speichersysteme basieren auf Niedertemperatur-Supraleitern (LTS, Low Temperature Superconductor) aus (meist) Nb₃Ti und benötigen eine Kühlung mit flüssigem Helium. Typische Kapazitäten liegen dabei im Bereich von 1 kWh und 1 MW Spitzenleistung.

Ziel der aktuellen Forschung ist die Entwicklung von Speichern mit Hochtemperatur-Supraleitern mit einer Sprungtemperatur oberhalb von 77 K (High temperature, HTS, z.B. YBCO), die dadurch mit der wesentlich einfacheren (und etwa um den Faktor 10 billigeren) Stickstoffkühlung auskommen.

Insgesamt sind die auf die Energie bezogenen Speicherdichten von SMES sehr niedrig und die Kosten sehr hoch. Sie zeichnen sich vor allem durch kurze Ansprechzeiten und hohe Entladeleistungen aus. Ihr Einsatzzweck wird daher auch in Zukunft nicht im Bereich der großtechnischen Energiespeicherung, sondern eher im Bereich der dezentralen Sicherung der Stromversorgung, der Aufrechterhaltung der Netzspannung sowie der Bereitstellung von Sekundenreserve.

Energiedichte	3 Wh/kg	spez. Systemkosten	100.000 €/kWh
volumetrisch	3 kWh/m ³	Zyklenzahl	unbegrenzt
Wirkungsgrad	95 %	Verlustrate	10 % / Tag

Tab. 6: SMES mit Niedertemperatur-Supraleiter

Doppelschichtkondensatoren

Doppelschichtkondensatoren (Supercaps, elektrochemische Kondensatoren) speichern elektrische Energie – wie beim klassischen Kondensator – im elektrischen Feld. Sie enthalten

jedoch zwischen den Elektroden einen Elektrolyten mit beweglichen Ionen. Beide Elektroden bestehen aus einer hochporösen elektrisch leitenden Schicht (z.B. aktivierter Kohlenstoff oder Kohlenstoff-Aerogele) und sind durch einen mit Elektrolyt getränktem Separator elektrisch voneinander isoliert [14]. Beim Anlegen einer Spannung bilden die Ionen im Elektrolyten an der Elektrodenoberfläche eine Ladungsschicht (Helmholtz-Schicht) die das elektrische Feld schon auf einer Schichtdicke von etwa $d = 1 \text{ nm}$ abbaut. Dieser Effekt, in Verbindung mit sehr hohen Elektrodenoberflächen A (bis zu $3000 \text{ m}^2/\text{g}$), führt zu den extrem hohen Kapazitäten nach $C = \epsilon_0 * \epsilon * A / d$.

Moderne Doppelschichtkondensatoren haben einen sehr kleinen Innenwiderstand und können daher sehr große Leistungen abgeben. Die Energiedichte ist jedoch noch etwa 1 – 2 Größenordnungen kleiner als bei elektrochemischen Batterien. Aufgrund von Leckströmen kommt es zu einer Selbstentladung, die Supercaps als Langzeitspeicher untauglich machen. Ihre Lebensdauer und Zyklenzahl ist jedoch sehr hoch. Sie sind unempfindlich gegenüber Verpolung und Tiefentladung und können in einem weiten Temperaturbereich eingesetzt werden (typisch $-30 \dots 70 \text{ }^\circ\text{C}$).

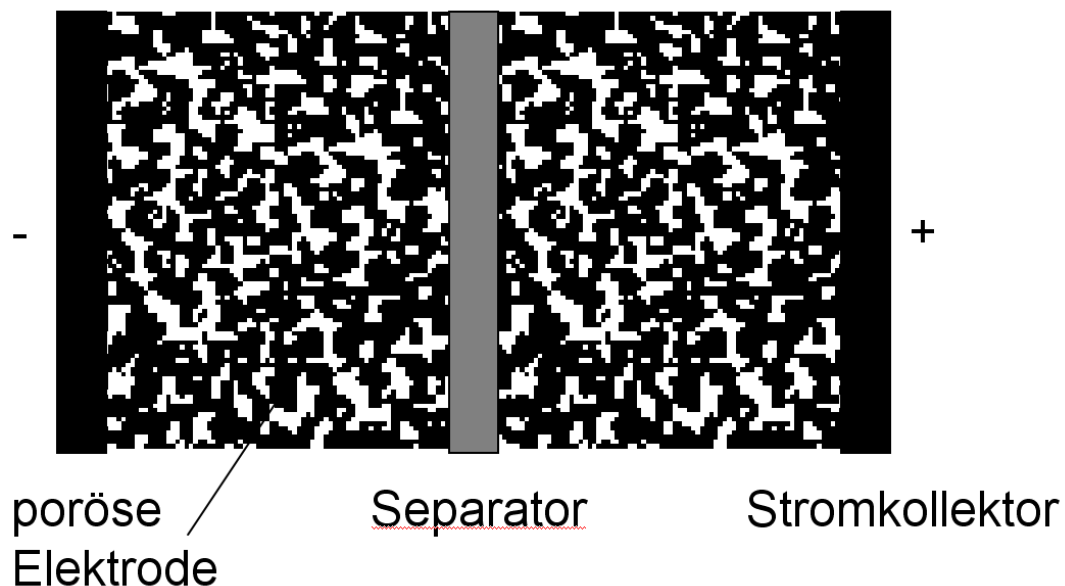


Abb.2 Schema eines Supercaps. Die poröse Elektrode ist mit Elektrolyt getränkt.

Sogenannte Superkondensatoren mit Elektroden aus Metalloxiden oder Polymeren, in denen gleichzeitig auch noch eine reversible elektrochemische Redox-Reaktion stattfindet (Pseudokondensatoren oder Ultrakondensatoren), befinden sich noch in der Grundlagenforschung. Im Gegensatz zu Batterien bleiben die Reaktionsprodukte unmittelbar in der Schicht vor der Elektrode. Die Kapazität des Kondensator kann gegenüber konventionellen Doppelschichtkondensatoren um über eine Größenordnung gesteigert werden.

Energiedichte	5 Wh/kg	spez. Systemkosten	10.000 €/kWh
volumetrisch	10 kWh/m ³	Zyklenzahl	unbegrenzt
Wirkungsgrad	95 %	Verlustrate	10 % / Tag

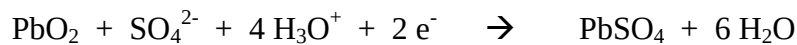
Tab. 7: Parameter kommerziell erhältlicher Supercaps

5. Elektrochemische Speicher

Blei-Akkumulator

Blei-Akkus werden schon seit über 100 Jahren entwickelt und sind bis heute eine der zuverlässigsten und billigsten elektrochemischen Speicher. In einen Behälter mit verdünnter Schwefelsäure tauchen dabei plattenförmige feste Elektroden (Pb bzw. PbO₂) ein:

Die Reaktionsgleichungen beim Entladen an Anode und Kathode lauten



Es entsteht also an beiden Elektroden festes Bleisulfat. Die Zellspannung beträgt 2,04 V. Alle Reaktanden (Pb, PbO₂, PbSO₄) sind Feststoffe und bleiben ortsfest an den Elektrodenplatten gebunden. Ein Separator zwischen Anode und Kathode wird daher prinzipiell nicht benötigt. Um die Zellen aber möglichst kompakt zu bauen und den Innenwiderstand aufgrund der Ionenleitung zu minimieren, werden Anoden- und Kathodenplatte in sehr geringem Abstand angeordnet und dazwischen ein Abstandshalter (z.B. aus Kunststoff) als Berührschutz eingefügt. Beim Entladen wird Schwefelsäure verbraucht, aus dem Säuregehalt des Elektrolyten kann daher direkt der Ladezustand bestimmt werden.

Ein Nachteil des Blei-Säure-Akkus ist die hohe Zellspannung in Verbindung mit einem wässrigen Elektrolyten. Dieser ist nicht mehr stabil, es kommt zu einer sehr geringen, aber kontinuierlichen Wasserstoff- und Sauerstoffentwicklung an Anode und Kathode. Dies trägt einerseits zur Selbstentladung des Akkus bei, andererseits müssen die entstehenden Gase wieder entfernt werden. In offenen Systemen kann das entstehende Knallgas in Entlüftungsöffnungen entweichen, es muss daher allerdings in gewissen Abständen Wasser nachgefüllt werden. In geschlossenen Systemen wird durch geeignete Vorrichtungen eine Rekombination von H₂ und O₂ zu Wasser innerhalb der Zelle ermöglicht.

Die maximal mögliche Energiedichte beträgt 153 Wh/kg, in realen Systemen werden zur Zeit etwa 30 – 50 Wh/kg erreicht. Aufgrund der hohen Elektrodenkinetik und fehlender Stofftransportlimitierung sind die maximalen Lade- und Entladeströme sehr hoch.

Energiedichte	40 Wh/kg	spez. Systemkosten	200 €/kWh
volumetrisch	70 kWh/m ³	Zyklenzahl	2000
Wirkungsgrad	85 %	Verlustrate	0,1 % / Tag

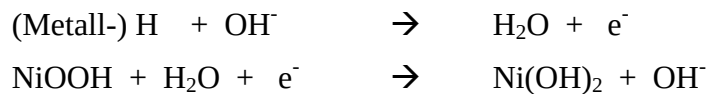
Tab. 8: Typische Werte kommerzieller Blei-Akkus

Ni-MH-Akku

Ni-Metallhydrid Akkumulatoren gibt es seit etwa 20 Jahren als Weiterentwicklung der Ni-Wasserstoff-Zellen. Im Unterschied zu diesen Zellen wird hier aber der Wasserstoff nicht gasförmig gespeichert, sondern in die Kristallstruktur eines Metalles eingelagert, das somit als Wasserstoffspeicher fungiert (Metallhydrid). Dafür kommen unterschiedliche Legierungen in Frage, meist in der Form AB₅. Die maximale Wasserstoffspeicherfähigkeit beträgt dabei etwa

1-2 %, wodurch die erreichbare Energiedichte maßgeblich beschränkt wird [4, 15]. Als Kathodenmaterial wird (wie auch in den älteren NiCd-Zellen) Nickel(II)-Hydroxid eingesetzt.

Die Reaktionsgleichungen beim Entladen an Anode und Kathode lauten



Die Zellspannung beträgt 1,32 V. Die Reaktanden (Metall-H, NiOOH, Ni(OH)₂) sind Feststoffe und bleiben ortsfest gebunden. Zwischen Kathode und Anode befindet sich eine dünne Kunststoffolie als elektrischer Separator, die mit wässriger Kalilauge als Elektrolyt getränkt ist. Dies beschränkt den Betrieb auf Temperaturen nicht allzu weit unter 0 °C.

NiMH-Akkus reagieren empfindlich auf Überladung und Tiefentladung aufgrund von großer Wärmeentwicklung in der Zelle. Sie werden weltweit kommerziell produziert und sowohl in kleinen portablen Anwendungen eingesetzt als auch als Energiespeicher in den meisten Hybrid-Fahrzeugen. Hier spielt vor allem auch eine wesentliche Rolle, dass NiMH-Akkus im Vergleich zu Li-Batterien keine großen Sicherheitsprobleme aufweisen. Sie enthalten auch keine giftigen Stoffe.

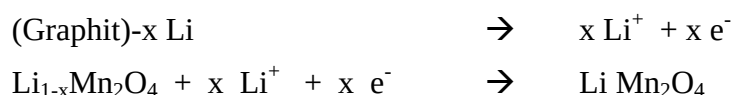
Energiedichte	80 Wh/kg	spez. Systemkosten	2000 €/kWh
volumetrisch	160 kWh/m ³	Zyklenzahl	1000
Wirkungsgrad	70 %	Verlustrate	1 % / Tag

Tab. 9: Typische Werte kommerzieller NiMH-Akkus

Li-Ionen-Batterien

Lithium ist das leichteste Metall und ermöglicht daher prinzipiell Batterien mit sehr großer Energiedichte. Auf der anderen Seite ist es jedoch sehr reaktiv und daher sicherheitstechnisch problematisch. Erst durch die Entwicklung von graphitischen Interkalationsanoden (als Weiterentwicklung von Zellen mit metallischer Lithium-Anode) konnten praxistaugliche Akkumulatoren gebaut werden [2]. Bis heute sind Sicherheitsaspekte der Li-Ionen-Zellen jedoch immer noch sehr wichtig.

Als Kathodenmaterial wird üblicherweise ein Metalloxid (z.B. MnO₂, NiO₂ oder auch CoO₂) verwendet, das – wie auch in der Anode – Lithium einlagern kann. Die Reaktionsgleichungen beim Entladen an Anode und Kathode lauten damit z.B.



Der Potentialverlust für die Graphitinterkalation (im Vergleich zum metallischen Lithium) ist nur sehr klein (ca. 0,2 V), die Zellspannung wird daher von dem hohen Kathodenpotential bestimmt und beträgt z.B. für Mn₂O₄ 3,7 V. Bei diesem hohen Potential sind wässrige Elektrolyte nicht mehr stabil, es kommen stattdessen üblicherweise Lithiumsalze in einem organischen Lösungsmittel zum Einsatz.

Lithium-Ionen Batterien müssen sehr sorgfältig betrieben werden, sie vertragen weder Tiefentladung, Überladung noch hohe Temperaturen. Oberhalb von etwa 70 °C besteht die Gefahr einer irreversiblen thermischen Freisetzung der gespeicherten Energie. In größeren

Zellpaketen müssen daher zur Zeit noch alle Zellen einzeln mit Ladeschutz-Vorrichtungen überwacht werden.

Höhere Sicherheit bieten Lithium-Polymer-Akkus: Statt dem flüssigen Elektrolyten wird hier ein festes Polymer verwendet. Momentan ist aber die Zyklenzahl dieser Zellen nur etwa halb so groß [17, 18].

Energiedichte	130 Wh/kg	spez. Systemkosten	1000 €/kWh
volumetrisch	300 kWh/m ³	Zyklenzahl	2000
Wirkungsgrad	90 %	Verlustrate	0,2 % / Tag

Tab. 10: Typische Werte kommerzieller Li-Ionen Akkus

Natrium Hochtemperatur Batterie

Ausgangspunkt für die Hochtemperatur-Natrium-Batterie war die Entdeckung eines keramischen Materials (β -Aluminiumoxid), das ab etwa 300 °C eine sehr gute Leitfähigkeit für Na^+ Ionen zeigt, gleichzeitig aber ein vollkommener elektronischer Isolator und dicht gegenüber allen anderen Medien ist. Als Kathodenmaterial wird üblicherweise Schwefel eingesetzt [20]. Sowohl Schwefel als auch Natrium sind bei der Betriebstemperatur flüssig. Beim Entladen wird Natrium auf der Anode verbraucht, durch geeignete Zellkonstruktion kann jedoch die Volumenänderung auf Anode und Kathode berücksichtigt werden. Da die elektrische Leitfähigkeit von flüssigem Schwefel sehr schlecht ist, ist er in eine Graphit-Matrix eingebunden.



Die Zellspannung beträgt 2,06 V. Natrium-Schwefel-Batterien zeichnen sich durch eine hohe Energiedichte, hohen Wirkungsgrad und hohe Zyklenfestigkeit aus. Die Selbstentladung ist praktisch null, jedoch müssen thermische Verluste bei längeren Standzeiten berücksichtigt werden. Die verwendeten Materialien sind relativ billig und ungiftig. Nachteilig ist die hohe Korrosivität von flüssigem Natrium und die hohe Betriebstemperatur (auch thermisches Zyklieren muss vermieden werden), was den Einsatz dieser Batterien auf großtechnische stationäre Installationen beschränkt (vor allem in Japan gibt es Batterien zur Netzstabilisierung mit Leistungen bis zu 20 MW). Die Entwicklung von Batterien für den mobilen Bereich wurde weitgehend eingestellt.

Energiedichte	110 Wh/kg	spez. Systemkosten	300 €/kWh
volumetrisch	150 kWh/m ³	Zyklenzahl	3000
Wirkungsgrad	85 %	Verlustrate	10 % / Tag

Tab. 11: Typische Werte von NaS Batterien

Eine Variante der NaS-Batterie ist die sogenannte ZEBRA-Batterie. Statt Schwefel wird hier NiCl als Kathodenmaterial verwendet. Diese Batterie zeichnet sich durch einen

einfacheren technischen Aufbau sowie Vorteile bzgl. Sicherheitsaspekten aus, so dass hier auch ein Einsatz im mobilen Bereich möglich erscheint.

Redox-Flow-Batterien

Redox-Flow Batterien sind offene Systeme, in denen alle Redox-Spezies in gelöster Form vorliegen, in separaten Tanks gespeichert werden und beim Lade- bzw. Entladevorgang zusammen mit dem Elektrolyten durch die eigentliche elektrochemische Zelle gepumpt werden. Zelleistung und gespeicherte Energie sind damit entkoppelt.

Die Redox-Spezies sind in einem wässrigen Elektrolyten (z.B. verdünnte Schwefelsäure) gelöst. Um parasitäre Wasserstoff und Sauerstoff-Entwicklung zu vermeiden, darf die Zellspannung nicht wesentlich größer als 1 V sein, wodurch die Auswahl der möglichen Redox-Paare wesentlich eingeschränkt wird [21, 22]. Das aussichtsreichste System ist dabei das Voll-Vanadiumsystem [23] mit Vanadium-Ionen sowohl auf der Kathode als auch auf der Anode.

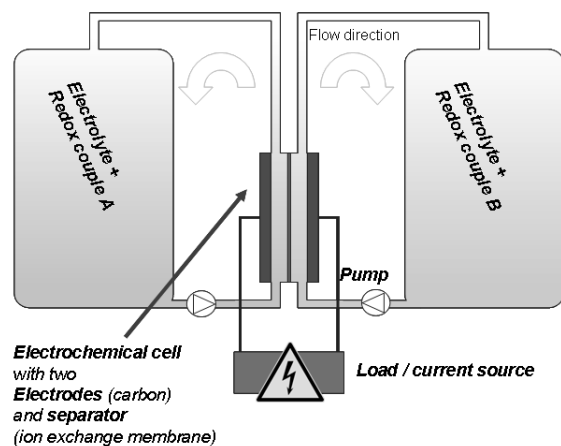
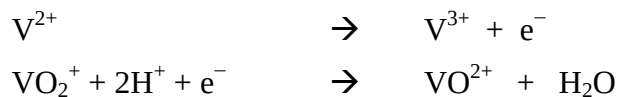


Abb. 3 Schema einer Redox-Fluss-Batterie

Vorteil sind die hohe, aber akzeptable Zellspannung von 1,3 V und die Tatsache, dass bei einem (meist unvermeidlichen) geringfügigen Crossover zwischen Anode und Kathode die Zelle nicht durch Durchmischen degradiert, sondern nur teilentladen wird. Als Separator zwischen Anode und Kathode wird meist eine H^{+} Ionen leitende Polymere membran (wie auch in PEM-Brennstoffzellen) verwendet.

Die maximale theoretische Energiedichte ergibt sich aus der Löslichkeitsgrenze der Vanadiumionen im Elektrolyten und beträgt etwa 25 Wh/kg. Der Elektrolyt ist nahezu unbegrenzt zyklierbar, Flow-Batterien sind beliebig tolerant gegenüber Tief- und Teilentladungen und über einen weiten Temperaturbereich einsetzbar.

Vanadium Flow Batterien sind zur kommerziellen Marktreife entwickelt, werden weltweit jedoch nur in einigen wenigen Einheiten u.a. zum Ausgleich von Fluktuationen an Windkraftanlagen eingesetzt.

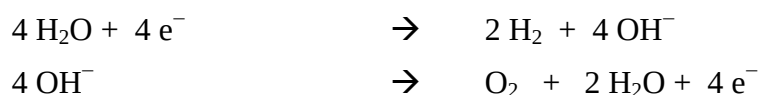
Energiedichte	25 Wh/kg	spez. Systemkosten	500 €/kWh
volumetrisch	25 kWh/m ³	Zyklenzahl	unbegrenzt
Wirkungsgrad	75 %	Verlustrate	~ 0

Tab. 12: Vanadium-Flow Batterie

Neben der Vanadium-Fluss Batterien wurden auch schon einige andere Systeme entwickelt (z.B. Fe/Cr, V/Br). Vorteil sind u.U. eine höhere Energiedichte und billigere Materialien. Hauptnachteil ist jedoch bei diesen Systemen, dass aufgrund von Crossover durch den Separator die Systeme schnell degradieren und die Zyklenzahl damit begrenzt ist.

Alkalische Wasserstoff-Elektrolyse plus PEM-Brennstoffzelle

Alkalische Elektrolyseure sind seit Jahrzehnten kommerziell in Einheiten zwischen wenigen Watt und etwa 1 MW erhältlich. In einer wässrigen Lösung von KOH befinden sich Elektroden (Anode aus Nickel oder Kupfer, Kathode aus Nickel, jeweils katalytisch beschichtet), die durch einen gasdichten Separator (Diaphragma) getrennt sind. Durch anlegen einer externen Spannung kommt es zu Wasserstoff- und Sauerstoffentwicklung gemäß



Typische Wirkungsgrade liegen im Bereich zwischen 60 und 75 % (bezogen auf den Brennwert von H₂ von 143 MJ/kg) [24, 26]. Konventionelle (sog. atmosphärische Systeme arbeiten bei Betriebsdrücken von einigen mbar, Weiterentwicklungen sind Druckelektrolyseure im Bereich von etwa 15 – 30 bar. Dies hat Vorteile im Bezug auf die Speicherung des erzeugten Wasserstoffs, evtl. kann man ganz auf eine Kompression verzichten oder sich zumindest eine Kompressionsstufe einsparen.

Verbesserungen in Wirkungsgrad, Leistungsdichte (und damit der Kosten) sind vor allem durch Entwicklung neuer Kathoden- und Anodenmaterialien zu erwarten.

Der bei der Elektrolyse erzeugte Wasserstoff muss anschließend möglichst verlustfrei über einen längeren Zeitraum gespeichert werden. Für den großtechnischen Einsatz eignen sich dafür alle Speicher, die auch als Erdgasspeicher zum Einsatz kommen (Salzstöcke, Aquifere, Bergwerke). Beim Entladen des Speichers kann der Wasserstoff prinzipiell verschieden genutzt werden (z.B. in konventionellen thermischen Kraftwerken). Beim Einsatz in einer PEM-Brennstoffzelle wird Wasserstoff und Sauerstoff bei Temperaturen unterhalb von 80 °C elektrochemisch umgesetzt [25]:



Energiedichte	30000 Wh/kg	spez. Systemkosten	2.000 €/kWh
volumetrisch (1 bar)	3 kWh/m ³	Zyklenzahl	1000
Wirkungsgrad	40 %	Verlustrate	~ 0

Tab. 13: Systemkosten eines Elektrolyse-PEM-Wasserstoffspeichers (1 Zyklus = 5h)

Zur Erhöhung der Reaktionskinetik bei den (im Vergleich zu anderen Brennstoffzellen) geringen Betriebstemperaturen müssen relativ teure Materialien (Platinkatalysatoren) verwendet werden. Der thermodynamische Wirkungsgrad ist jedoch vergleichsweise hoch (~ 80 %), aufgrund der Überspannungen an den Elektroden und ohmschen Verlusten erreicht man in realen System Gesamtwirkungsgrade von immerhin bis zu 50 %. Neben den hohen Kosten leiden PEM-Systeme aber momentan noch unter hohe Degradationsprobleme (wobei typische Lebenszeiten mittlerweile von 1000 h auf über 5000 h angestiegen sind).

Literatur

- [1] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB), März 2010
- [2] P. Novak., „Energy Storage in Advanced Batteries“, 408. WE Heraeus Seminar, 26.-29.5.2008, Bad Honnef, Germany
- [3] M. Conte, P.P.Prosini, S.Passerini, “Overview of energy/hydrogen storage: state-of-the art of the technologies and prospects for nanomaterials”, Materials Science Engineering B108 (2004) 2
- [4] C.A.C. Sequeira and M.R. Pedro, “Battery Storage”, Ciencia Tecnologia Materials 20 (2008) 21
- [5] S.F.J. Flipsen, “Power sources compared: The ultimate truth?”. J. Power Sources 162 (2006) 927
- [6] I. Hadjipaschalis et al., “Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications”, Renew. Sustain. Energy Reviews 13 (2009) 1513
- [7] F.N.Werfel, “Flywheel Energy Storage Systems FESS”, Fachtagung “Elektrische Energiespeicher”, 25.-26.3.2009, Fulda, Germany, VDI-Bericht 2058
- [8] “Energiespeicher – Stand und Perspektiven”, Deutscher Bundestag, Drucksache 16/10176, 28.8.2008
- [9] “EEG Erfahrungsbericht 2007”, Deutscher Bundestag, Drucksache 16/7119, 9.11.2007
- [10] H.J.Bornemann and M.Sander, “Conceptual System Design of a 5 MWh/100 MW Superconducting Flywheel Energy Storage Plant for PoWer Utility Applications2”, IEEE Transactions on Applied Superconductivity 7 (1997) 398
- [11] D.U. Sauer, “Dezentrale und mobile Speichieranwendungen”, Fachtagung “Elektrische Energiespeicher”, 25.-26.3.2009, Fulda, Germany, VDI-Bericht 2058
- [12] M. Noe and M. Sander, “Status und Perspektiven supraleitender magnetischer Energiespeicher”, Fachtagung “Elektrische Energiespeicher”, 25.-26.3.2009, Fulda, Germany, VDI-Bericht 2058
- [13] J.M. Carrasco et al., “Systems for the Grid Integration of Renewable Energy Sources”, IEEE Transactions on Industrial Electronics 53 (2006) 1002
- [14] H. Fischle und W.Westermann, “Neueste Entwicklungen und Anwendungen von Super-Caps als Energie- und Leistungsspeicher”, Fachtagung “Elektrische Energiespeicher”, 25.-26.3.2009, Fulda, Germany, VDI-Bericht 2058
- [15] M.A. Fetcenko, “Recent advances in NiMH battery technology”, J. Power Sources 165 (2007) 544

- [16] <http://www.eex.com/de/Downloads>
- [17] A.K.Shukla and T.P. Kumar, "Materials for next-generation lithium batteries", Current Science 94 (2008) 314
- [18] H. Yang et al., "A Review of Li-Ion Cell Chemistries and their Potential use in Hybrid Electric Vehicles", J. Ind. Eng. Chem. 12 (2006) 12
- [19] M. Wohlfahrt-Mehrens, "Weltweite Entwicklungstrends für Energiespeicher", Fachtagung "Elektrische Energiespeicher", 25.-26.3.2009, Fulda, Germany, VDI-Bericht 2058
- [20] Z. Wen et al., "Research on sodium sulphur battery for energy storage", Solid State Ionics 179 (2008) 1697
- [21] J. Tübke und J. Noack, „Redox-Flow-Batterien – Ein Überblick über den aktuellen Entwicklungsstand“, Fachtagung "Elektrische Energiespeicher", 25.-26.3.2009, Fulda, Germany, VDI-Bericht 2058
- [22] C. Ponce de Leon et al., „Redox flow cells for energy conversion“, J. Power Sources 160 (2006) 716
- [23] C. Fabjan et al., „The vanadium redox-battery: an efficient storage unit for photovoltaic systems“, Electrochimica Acta 47 (2001) 825
- [24] S.G.Chalk und J.F.Miller, "Key challenges and recent progress in batteries, fuel cells, and hydrogen storage for clean energy systems", J. Power Sources 159 (2006) 73
- [25] F. de Bruijn, "The current status of fuel cell technology for mobile and stationary applications", Green Chem. 7 (2005) 132
- [26] J.D.Holladay et al., "An overview of hydrogen production technologies", Catalysis Today 139 (2009) 244

Dr. Matthias Rzepka
 Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V.
 ZAE Bayern
 Abteilung 1 : Technik für Energiesysteme und Erneuerbare Energien
 Walther-Meißner-Straße 6
 D-85748 Garching
 rzepka@muc.zae-bayern.de

Strom aus solarthermischen Kraftwerken im Sonnengürtel

Robert Pitz-Paal, DLR, Köln

Solarthermische Kraftwerke nutzen nur den direkten Teil der Solarstrahlung und sind daher in Deutschland kaum sinnvoll einsetzbar. Trotzdem gehören deutsche Firmen und Forschungseinrichtungen weltweit zu den Technologieführern. Dies gelingt nur durch geeignete internationale Partnerschaften. In diesem Beitrag wird erläutert, welche wichtigen internationalen Netzwerke es in diesem Umfeld gibt. An Beispielen wird veranschaulicht wie sich deutsche Technologien und Forschungsergebnisse im internationalen Markt positionieren lassen.

1. Einleitung

Parabolrinnenkollektoren, die mittels Hochtemperaturwärme in einem konventionellen Kraftwerk Strom erzeugen, stehen seit mehr als 20 Jahren in der kalifornischen Mojave Wüste. Lange fand ihre Erfolgsgeschichte keine Nachahmer. Doch die globale Herausforderung durch Klimawandel und Ölpreisschock haben die Vorteile dieser Technik wieder wachgerufen und führten seit einigen Jahren zu einem regelrechten Bauboom, zunächst angeregt durch ein entsprechendes Stromeinspeisegesetz in Spanien. Inzwischen wird jedoch im gesamten Sonnengürtel der Welt gebaut.



Abb. 1: Testzentrum Plataforma Solar in Almería (Spanien)

Zwei unterschiedliche Systeme zur großtechnischen solarthermischen Stromerzeugung in sonnenreichen Ländern sind heute verfügbar. Zum einen linienfokussierende Systeme, die die konzentrierte Strahlung in ihrer Brennnlinie auf ein selektiv beschichtetes Absorberrohr richten und damit Temperaturen bis zu 400°C im dort zirkulierenden Wärmeträger erzielen. Zum anderen Punkt-fokussierende Systeme, bei denen dreidimensional gekrümmte, der Sonne nachgeführten Einzelspiegeln (Heliostaten) die Solarstrahlung auf einen Wärmetauscher (Receiver) ausrichten, der sich auf der Spitze eines Turms befindet. Dabei können höhere

Temperaturen als in den linienfokussierenden Systemen erzielt werden. Beide Techniken zielen darauf ab, die in konventionellen Kraftwerken durch fossile Energieträger erzeugte Wärme ganz oder teilweise zu ersetzen. Ihr Charme besteht darin, dass sich die Hochtemperaturwärme (im Vergleich zum Strom) sehr kostengünstig und effizient zwischenspeichern lässt, um damit den Betrieb bei Wolkendurchgängen oder nach Sonnenuntergang fortzusetzen. Sind geringe Mengen (<15%) an fossiler Zufeuerung im Kraftwerk möglich, lässt sich mit diesem Konzept Strom nach Bedarf mit hoher Zuverlässigkeit bereitstellen, um damit fossile Kraftwerkskapazitäten vollständig zu ersetzen.

2. Internationale Kooperation als Basis für die Technologieentwicklung

Die Entwicklung dieser Technik wurde bereits Ende der Siebziger Jahre des vergangenen Jahrhunderts durch die Internationale Energieagentur (IEA) initiiert (vergl. Tab. 1). Deutschland nahm bereits damals eine führende Rolle ein, als das DLR mit der Projektkoordination des Aufbaus der Demonstrationsanlage SSPS im spanischen Almería beauftragt wurde. Nachdem 1981 der Nachweis der ersten solarthermischen Stromerzeugung in Europa gelungen war, wurde die Anlage als Testzentrum unter dem Namen „Plataforma Solar de Almería (PSA)“ (vergl. Abb. 1) partnerschaftlich von der spanischen CIEMAT und vom DLR weiterbetrieben. Die PSA entwickelte sich als das europäische Testzentrum, in dem wesentliche kommerzielle Systeme, die später im Markt Eingang fanden, entwickelt und erprobt wurden.

1977	Initiierung des SSPS (IEA) and CESA Projects (Spanien)
1979	Sieben Länder sind am Aufbau von SSPS in Almería beteiligt (DLR für D)
1985	Zusammenführung von CESA und SSPS Anlagen zum Testzentrum PSA
1981	Erste solarthermische Stromerzeugung in Europa
1987	Spanisch Deutscher Kooperationsvertrag auf der Basis 50:50 (DLR/CIEMAT)
1990	PSA qualifiziert sich als Europäische Großanlage
1994	Erste gemeinsame EU Projekte (DLR/CIEMAT)
1998	Wechsel des Kooperationsmodells zur projektbezogenen Kooperation
2004	Beginn der Zusammenarbeit DLR/ Fraunhofer auf Gebiet der Fresnelkollektoren
2006	25jähriges Bestehen der PSA
2007	Erste kommerzielle Stromerzeugung in Spanien

Tabelle 1: Historischer Abriss der deutsch-spanischen Kooperation auf der PSA

Davon profitierten insbesondere spanische und deutsche Unternehmen. Als sich Ende der 1990iger Jahre noch keine konkreter Markteinstieg der Technologie in Europa abzeichnete, musste die deutsche Seite aufgrund rückläufiger Förderung ihren Einfluss reduzieren und hat seitdem eine Gastrolle auf der PSA. Anfang 2000 vermehrten sich die Anzeichen für einen Markteintritt der Technologie in Spanien jedoch und die Entwicklungsarbeiten wurden inten-

siviert. Andere deutsche Forschungspartner z.B. das FhG-ISE beteiligen sich seit 2004 an diesen Aktivitäten. Das in 2004 verabschiedete spanische Einspeisegesetz führte zum Bau kommerzieller solarthermischer Anlagen in Spanien, die erstmalig 2007 Strom ins Netz einspeisten.

Um die Kosten weiter zu senken sind jedoch weitere F&E Aktivitäten auf diesem Gebiet notwendig. Da diese fast immer an sehr große und teure Testinfrastruktur gekoppelt sind, bündelten im Jahr 2003 vier europäische Großforschungseinrichtungen ihre Kompetenzen und Infrastruktur zum sogenannten Sollab Verbund, nämlich neben DLR und CIEMAT auch die französische CNRS und das Schweizer Paul Scherer Institut (gemeinsam mit der ETH Zürich). Damit konnte auch für deutsche Unternehmen ein noch besserer Zugang zur Testinfrastruktur ermöglicht werden.

Wesentlich für die weitere Verbreitung dieser Technik in weitere Länder des Sonnengürtels war darüber hinaus die SolarPACES Kooperation der IEA, die auf den frühen Aktivitäten in Almería aufbauten und der heute 16 Mitgliedsländer angehören (vergl. Abb. 2). In diesem Netzwerk, in dem das DLR wesentlich Koordinationsaktivitäten wahrnimmt, konnten neue Märkte insbesondere in USA; Ägypten, Algerien, Australien, Italien, Israel, UAE und Südafrika erschlossen werden, die inzwischen zum Großteil auch von deutschen Unternehmen beliefert werden.



Abb. 2: SolarPACES Netzwerk der Internationalen Energieagentur (IEA) mit heute 16 Mitgliedsländern

3. Marktsituation und die Rolle der deutschen Industrie

Weltweit werden heutzutage etwa 0,6 GW an solarthermischen Kraftwerken betrieben, während sich etwa die gleiche Kapazität zurzeit im Bau befindet, der größte Teil davon in Spanien und den USA. Weitere Projekte in der Größenordnung von 6-8 GW befinden sich weltweit in der Entwicklung (vergl. Abb. 3).

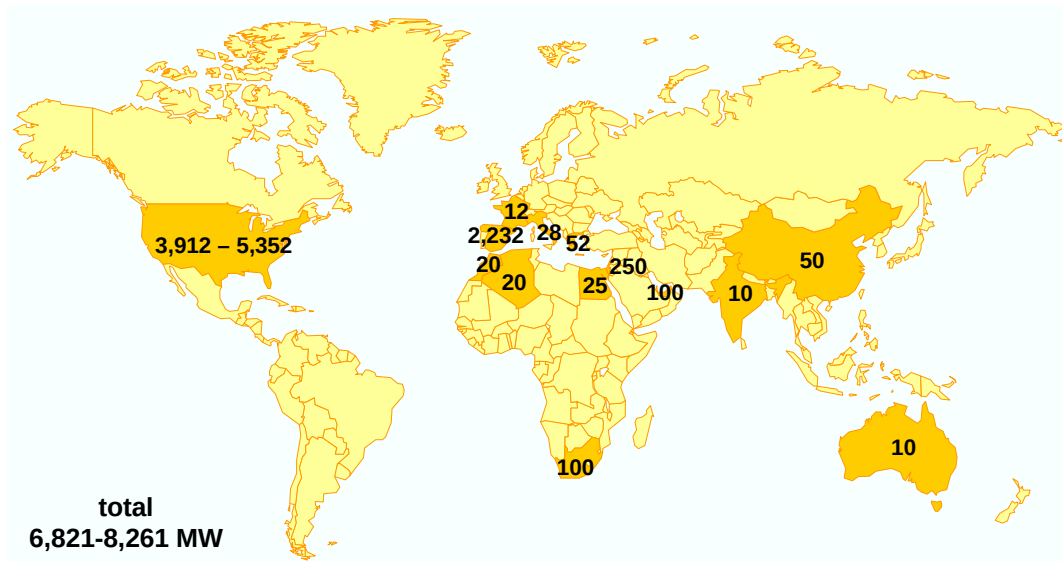


Abb. 3: Solarthermische Kraftwerkskapazitäten in fortgeschrittenem Planungsstadium

Dabei sind insbesondere deutsche und spanische Hersteller dominant. Neben der Projektentwicklung und der schlüsselfertigen Lieferung von Solarfeldern und Kraftwerksblöcken sind deutsche Unternehmen führend bei der Herstellung von Schlüsselkomponenten wie Spiegeln, Absorberrohren und Dampfturbinen. Darüber hinaus treten große deutsche Energieversorger als Investoren und mittelfristig vermutlich auch als Betreiber von solarthermischen Kraftwerken auf.



Abb. 4: 50 MW_e Andasol Kraftwerke in der Nähe von Guadix (Spanien)

4. Wettbewerbsvorteile durch F&E

Da solarthermische Kraftwerke in Deutschland keinen Heimatmarkt haben, konkurriert die Industrie auf internationalen Märkten. Ihr Schlüssel zum Erfolg liegt in der Lieferung überlegener Hightech Komponenten oder in der Fähigkeit, Systemlösungen aus einer Hand anzubieten und dabei möglichst alle technischen und finanziellen Risiken abzudecken. Dazu sind deutsche Großunternehmen aus der Energiebranche generell gut aufgestellt. Entscheidend bleibt, dass sie Spitzentechnologie liefern und damit Wettbewerbern technologisch immer einen Schritt voraus sind. Hier kommen die deutsche Forschungslandschaft ins Spiel, der Technologieentwicklung vorbereiten und die industrielle Umsetzung begleiten kann.

Im Folgenden werden dazu drei Beispiele aufgeführt.

4.1 Direktverdampfung

Die Technologie der solaren Dampferzeugung, bei der das Thermoöl in einem Parabolrinnenkollektor durch Wasser/Dampf ersetzt wird, wurde seit Mitte der 1990er Jahre maßgeblich vom DLR in Kooperation mit deutschen und spanischen Partnern entwickelt. An der DISS-Versuchsanlage auf der PSA wurden dabei Verfahren als technisch sicher beherrschbar identifiziert sowie umfangreiche Komponententests durchgeführt und Simulationsmodelle und Regelungskonzepte entwickelt und validiert. Außerdem haben jüngste Untersuchungen die wirtschaftliche Relevanz dieser Technologie bestätigt. Als nächster Schritt vor der Markteinführung steht die Demonstration des Gesamtsystems mit mehreren parallelen Verdampfersträngen im kraftwerksrelevanten Maßstab (ca. 5 MWe). Es ist daher geplant, mit deutschen Industriepartnern im Umfeld des geplanten ANDASOL III Kraftwerks in Südspanien (siehe Abb. 4) eine entsprechende Pilotanlage zu realisieren, das aus einem Kollektorfeld von etwa 2-3 Kollektorsträngen besteht. Dieses Kollektorfeld muss einerseits kontinuierlich betrieben werden, um die Langzeitstabilität der Komponenten und die Alltagstauglichkeit des Systems bewerten und demonstrieren zu können. Andererseits wird es so flexibel gestaltet werden, dass es die Untersuchung verschiedener Betriebsstrategien erlaubt. Ein neuartiges Wärmespeichersystem soll zudem in einer Größenordnung von 5-15 MWh in diese Testanlage integriert und einem längeren Betrieb im Kraftwerk unterworfen werden, um die Machbarkeit im realen Betrieb zu demonstrieren. Auch bei der Demonstrationsanlage eines Fresnelkollektors mit Beteiligung von DLR und Fraunhofer ISE auf der PSA wurde gleich die Direktverdampfung eingesetzt und in den letzten beiden Jahren erprobt.

4.2 Komponentenentwicklung und -qualifizierung

Für die Parabolrinnen- und die Fresneltechnologie sind hochtemperaturstabile effiziente Receiversysteme eine Schlüsselkomponente, die von verschiedenen Kollektorfirmen weltweit benötigt werden. Die Firma Schott CSP Solar entwickelte mit Unterstützung des Fraunhofer ISE und des DLR den Vakuumreceiver PTR-70. Mit Hilfe dieser Technologie erreicht man minimale Wärmeverluste der mit Wärmeträgerfluid durchströmten Absorberrohre. Bei einer Betriebstemperatur von 380°C wird in den neuesten Schichten ein Emissionsgrad von unter 7% erreicht. Das Problem der Wasserstoffdiffusion aus dem Thermoöl ist durch Barrierschichten und Gettermaterialien gelöst worden. Neben Receivern für Thermoöl werden auch Rohre mit verstärktem Stahlwänden für die Direktverdampfung angeboten. Parabolspiegel und Kollektorkonstruktion für den SKAL-ET Kollektor wurden von der deutschen Firma Flagsol entwickelt. Die gebogenen Spezialspiegel bestehen aus mit Silber

beschichtetem Weißglas, das eine Dicke von 4 bis 5 mm hat. Die Spiegel sind 2 bis 2,8 Quadratmeter groß. Außerdem liefert das Unternehmen die Steuerung für das Solarfeld, eine Schlüsselkomponente zum Betrieb der Gesamtanlage.

Bei dem linearen Fresnelkollektor werden ebenfalls hochtemperaturstabile Absorberrohre eingesetzt, die an Luft bis 450°C stabil sind. Auch die Sekundärkonzentratoren aus frontseitig beschichteten Borosilikatspiegeln des Fraunhofer ISE können erhöhte Temperaturbelastungen aushalten.

Wichtig ist bei den konzentrierenden Primärspiegeln sowohl bei Parabolrinne, Fresnel als auch bei Turmheliostaten die optimierte Fokussierung der Sonne auf die jeweilige Receiverstruktur. Mit hochentwickelten Methoden zur Charakterisierung und Qualifizierung der Spiegelkomponenten trägt das DLR zur Qualitätssicherung beim Kraftwerksbau bei. Wichtige Bestandteile sind die Sicherstellung der Spiegelform, der spektralen Reflektivität sowie der Langlebigkeit der Komponenten.

Die Fragestellung der Vermessung und insbesondere der Leistungsabnahme kompletter Kollektorfelder erfordert noch die Weiterentwicklung der bisher vorhandenen Methoden. Eine Standardisierung der Methodik wird weltweit im Rahmen des IEA SolarPaces Programmes vorangetrieben.

4.3 UniSolar

Aktuell wird der massive Ausbau von solarthermischen Kraftwerkskapazitäten in den Staaten Nordafrikas intensiv diskutiert. Hier sei als Stichwort das maßgeblich vom DLR mitentwickelte DESERTEC Konzept genannt. Dieser Kraftwerksausbau zielt darauf ab, in Nordafrika in solarthermischen Kraftwerken kostengünstig Strom zu produzieren und diesen über Hochspannungsgleichstrom-Leitungen nach Europa und insbesondere Deutschland zu transportieren. Mittelfristig ist geplant, dass so 15 % des europäischen Strombedarfs aus diesen Quellen stammt. Um diesen massiven Ausbau realisieren zu können, müssen frühzeitig politische, technische, ökonomische und sozialpolitische Weichenstellungen erfolgen. Die Umsetzung des DESERTEC Konzepts unterstützt somit auch die im Rahmen der Union für das Mittelmeer intensivierte Zusammenarbeit zwischen den EU-Mitgliedstaaten und den Ländern des südlichen Mittelmeerraums. Das vom Auswärtigen Amt geförderte UniSolar basiert auf diesem Konzept und kann als erster Schritt in die praktische Umsetzung angesehen werden.

Ziel des Projektes ist die technologische Zusammenarbeit und gezielte Unterstützung derjenigen Länder in Nordafrika, die gerade mit der Implementierung von ersten solarthermischen Kraftwerken begonnen haben. Dabei sollen technische Optimierungsmöglichkeiten bei der Inbetriebnahme und dem Betrieb gezielt genutzt werden und zu einer Effizienzsteigerung des solaren Kraftwerksteils und der gesamten Stromerzeugung beitragen. Die lokalen Kapazitäten sollen durch Bildungsmaßnahmen, Schulungen, Workshops und Technologie-Transfer ausgebaut werden und eine zielgerichtete Kooperation mit der deutschen Industrie ermöglicht werden. Die Verbreitung der Technologie soll durch entsprechend geschulte und unterstützte lokale Ansprechpartner und deren Vernetzung untereinander gewährleistet werden, die sowohl Projektentwicklungen als auch Technologieentwicklungen in den Zielländern kompetent begleiten und unterstützen helfen. Durch diese Maßnahmen soll die nachhaltige Implementierung von Solarkraftwerken gefördert und durch Multiplikator-Effekte beschleunigt werden.

Zielgruppen für den Ausbau der Kapazitäten und die Verbreitung der Technologie sind auf nordafrikanischer Seite Forschungseinrichtungen, Universitäten, Industrieunternehmen,

Fachkräfte, Ingenieurbüros, Entscheider und Energieversorger in den Ländern Ägypten, Algerien, Tunesien und Marokko. Weitere Staaten in Afrika sollen im Projektverlauf aufgenommen werden.

Auch im Rahmen des vom BMU geförderten TREE-Projektes („Transfer Renewable Energy & Efficiency“) bietet die Renewable Academy Berlin mit Unterstützung des Fraunhofer ISE weltweit Workshops für Entscheidungsträger und Ingenieure mit dem Thema Solarthermische Kraftwerke an.

5. Zusammenfassung und Ausblick

Eine technologisch führende Rolle ist Voraussetzung dafür, um erfolgreich am rasch wachsenden Markt der solarthermischen Kraftwerke partizipieren zu können. Ein fehlender Heimatmarkt setzt global operierende Unternehmen und eine international gut vernetzte Forschung sowie Zugang zu Testeinrichtungen im Sonnengürtel voraus. Beides ist zurzeit noch gegeben, allerdings können rasch wachsende Forschungsbudgets, insbesondere in den USA, China und den Golfstaaten, mittelfristig zu einer Marktverschiebung führen. Dem wachsenden Umsatz der Unternehmen und ihren eigenen Forschungsaufwendungen müssen daher entsprechende angepasste öffentliche F&E Budgets entgegen gestellt werden, um die führende Rolle in Deutschland halten zu können.

Prof. Dr.-Ing. Robert Pitz-Paal
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
in der Helmholtz-Gemeinschaft
Institut für Technische Thermodynamik
Porz-Wahnheide
Linder Höhe
D-51147 Köln
robert.pitz-paal@dlr.de

Stromtransport: Erfordernisse und Lösungen für ein europäisches Verbundnetz unter Nutzung solaren Stroms aus Nordafrika

Thomas Benz, ABB AG, Mannheim

Kurzfassung

Für den Transport solaren Stroms aus den Wüstenregionen in Nordafrika und dem Nahen Osten nach Europa, ist eine Erweiterung bzw. ein Ausbau des europäischen Übertragungsnetzes erforderlich. Als besonders attraktive Lösung für diese Aufgabe erweist sich die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ). Sie zeichnet sich insbesondere dadurch aus, dass große Mengen elektrischer Energie über weite Strecken verlustarm und zu wirtschaftlichen Kosten übertragen können. Darüber hinaus bietet diese Technik weitere Vorteile hinsichtlich Stabilität und Zuverlässigkeit weiträumiger Stromnetze. Die HGÜ ist eine seit über 50 Jahren kommerziell eingesetzte und bewährte Technik [1]. Sie wird in vielen Ländern der Erde wie in China, Indien und den USA für die Stromübertragung sowohl über Land als auch unter Wasser verwendet. Aber auch in Europa finden sich vermehrt Anwendungen zum Beispiel zur Stromübertragung durch Nord- und Ostsee oder zur Anbindung großer Offshore-Windparks an das Übertragungsnetz.

1. Drehstromübertragung – Bis heute das System der Wahl für Europa

Elektrische Energie wird in Europa durchweg unter Nutzung von Drehstrom übertragen und verteilt. Von großem Vorteil sind hierbei dessen Transformierbarkeit, die einfache elektromechanische Energieumwandlung mit Hilfe von Drehstromgeneratoren und -motoren, die einfache Schaltbarkeit aufgrund des natürlichen Stromnulldurchgangs sowie die einfache Vernetzung. Um die dabei fließenden Ströme und damit die stromabhängigen Verluste möglichst klein zu halten, erfolgt die Übertragung über längere Strecken bei hohen Spannungen. In Deutschland und Europa sind das heute üblicherweise 220 bzw. 380 kV. Die Frequenz beträgt im gesamten Stromversorgungssystem 50 Hz.

Zunehmende Verluste und Stabilitätsprobleme sind die wesentlichen Gründe, weshalb die Drehstromübertragung mit zunehmender Übertragungsdistanz ihre technisch-wirtschaftliche Grenzen findet. Drehstromkabel können wegen des hohen Blindleistungsbedarfs bereits bei Entfernungen kleiner 100 km nur noch unter hohem technischem und wirtschaftlichem Aufwand betrieben werden.

2. Hochspannungsgleichstromübertragung – Die Alternative zur Drehstromübertragung

Sollen große Mengen elektrischer Energie über weite Strecken übertragen werden, besitzt die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) technische und wirtschaftliche Vorteile gegenüber der Drehstromübertragung. Hierbei wird der im Kraftwerk erzeugte Drehstrom erst gleichgerichtet, dann übertragen und schließlich wieder in Drehstrom umgewandelt. Die Gleich- bzw. Wechselrichtung an den Enden der Übertragungsstrecke erfolgt in sogenannte Umrichterstationen (*engl.: Converter Station*). Drehstromnetze unterschiedlicher Frequenz können nur über sogenannte Gleichstromkurzkupplungen miteinander gekuppelt werden.

2.1. Physikalisch-technische Besonderheiten der Gleichstromübertragung

Die Übertragung und Verteilung elektrischer Energie ist an Leitungen gebunden. Jeder Strom durchflossene Leiter ist von einem Magnetfeld umgeben, Abb. 1. Zum Aufbau des magnetischen Feldes wird sogenannte induktive Blindleistung benötigt. Diese Leistung wird im Magnetfeld gespeichert und beim Abbau des Feldes wieder ins Netz zurückgespeist. Weiterhin existiert aufgrund der Potenzialdifferenz zwischen dem Hin- und Rückleiter einer Leitung ein elektrisches Feld. Zum Aufbau des elektrischen Feldes wird sogenannte kapazitive Blindleistung benötigt. Diese Leistung wird beim Abbau des Feldes ebenfalls wieder ins Netz zurückgespeist. Bei einer 50-Hz-Drehstromleitung wird die elektrische und magnetische Energie im 100-Hz-Takt ein- und ausgespeichert [2].

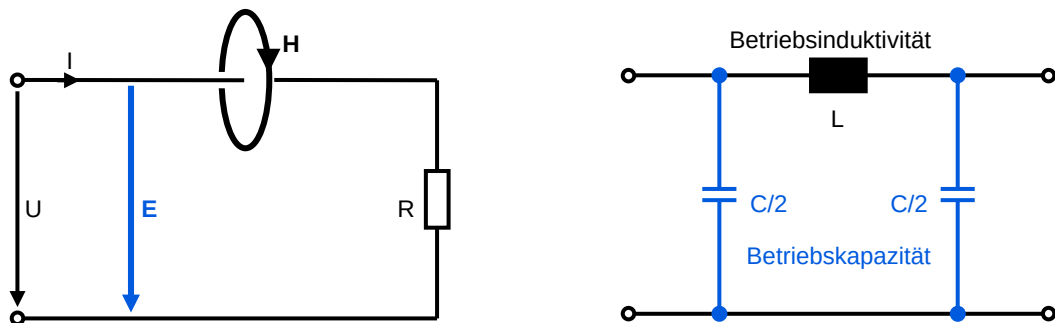


Abb. 1: Links: Feldmodell für eine elektrische Leitung. H : Magnetfeld. E : elektrisches Feld. U : Spannung. I : Strom. R : Verbraucher.
Rechts: Vereinfachtes Netzwerkmodell für ein elektrisch kurzes Leitungsstück. L : Induktivität. C : Kapazität.

Bei Gleichstrom ist das Ein- und Ausspeichern ein einmaliger, lediglich beim Ein- bzw. Ausschalten auftretender Vorgang. Im stationären Betrieb erfolgt keine Umladung von elektrischer und magnetischer Energie zwischen den Leitungskapazitäten und Leitungsinduktivitäten. Aus diesem Grund wird zum Betrieb einer Gleichstromleitung im Gegensatz zu einer Drehstromleitung keine Blindleistung benötigt. Es sind daher auch keine Einrichtungen zur Deckung des Blindleistungsbedarfs der Leitung (Blindleistungskompensation) erforderlich.

Bei der Drehstromübertragung bewirken die Leitungsinduktivitäten zusätzliche Spannungsabfälle sowie eine Phasenverschiebung zwischen der Spannung am Anfang und am Ende der Leitung. Überschreitet die Phasenverschiebung einen bestimmten Winkel, verliert die Leitung den Synchronismus und die Übertragung wird instabil, d.h. die Spannung am Ende der Leitung kollabiert [3]. Somit begrenzt der sogenannte Leitungswinkel die Reichweite der Drehstromübertragung.

Da bei der Gleichstromübertragung keine Phasenverschiebung auftritt, treten auch bei den größten Entfernungen keine Stabilitätsprobleme auf [4]. Für die Übertragungsstrecke, ganz gleich ob als Kabel oder als Freileitung ausgeführt, wird die Übertragungslänge nur durch den ohmschen Widerstand des Leiters begrenzt. Bei entsprechender Dimensionierung des Leiters (Material, Querschnitt) besteht damit für praktische Anwendungen so gut wie keine Längenbegrenzung für die Übertragungsleitung.

Bei Gleichstrom gibt es keine Stromverdrängung (*engl.: Skin-Effekt*) im Leiter. Der Leiterquerschnitt kann voll ausgenutzt werden. In der Isolation von Kabeln entstehen keine dielektrischen Verluste und in den Kabelschirmen und -bewehrungen treten keine

Wirbelströme auf, weshalb damit auch keine zusätzlich Erwärmung des Kabels erfolgt. Die Gleichstromübertragung ist daher grundsätzlich verlustärmer als die Drehstromübertragung.

Weiterhin sind für die Gleichstromübertragung nur zwei Leiter erforderlich. Gleichstromfreileitungen lassen sich daher für die gleiche Übertragungsleistung deutlich kostengünstiger bauen als Drehstromfreileitungen, denn der Aufwand für Leitermaterial, Isolatoren, Armaturen und Masten fällt deutlich geringer aus. Darüber hinaus kann die erforderliche Trasse aufgrund der kompakteren Bauweise von Gleichstromfreileitungen deutlich schmaler gehalten werden. Bei gleichem Aufwand für Leitermaterial und Isolation kann eine Gleichstromfreileitung etwa die doppelte Leistung wie eine Drehstromleitung übertragen [5].

Bei Gleichstromkabeln ist ebenfalls ein geringerer Aufwand an Leitermaterial und Isolation notwendig als bei Drehstromkabeln. Ein Auskreuzen der Kabelschirme ist nicht erforderlich, was hier speziell den Verlegungsaufwand reduziert.

2.2. Stromrichter-Technologien

Abhängig von der Übertragungsaufgabe kommen heute netzgeführte (klassische HGÜ) oder selbstgeführte (VSC-HGÜ) Stromrichter zum Einsatz.

2.2.1. Klassische HGÜ

Bei der klassischen HGÜ handelt es sich um netzgeführte Stromrichter mit Gleichstromzwischenkreis (*engl: Line Commutated Converter, LCC*). Zum Einsatz kommen Leistungsthyristoren (Thyristor-Ventile), die ein- aber nicht ausschaltbar sind. Diesen Nachteil nimmt man jedoch in Kauf, da sich an einem Wechselstromnetz damit besonders einfache und für hohe Leistungen besonders wirtschaftliche Stromrichterschaltungen aufbauen lassen.

Eingeschaltet bzw. gezündet werden die Thyristoren durch einen Stromimpuls (Zündimpuls) in den Steueranschluss (*engl: Gate*), Abb. 2.



Abb. 2: 6-Zoll-Leistungsthyristor [Quelle: ABB]. Sperrspannung: 8,5 kV. Stromtragfähigkeit: 4,5 kA.

Der Zündimpuls ist mit der Netzspannung synchronisiert, die Phasenlage kann stetig gegenüber jener der Netzspannung verstellt werden. Die Höhe der Gleichspannung – und damit die Höhe der übertragenen Wirkleistung – richtet sich nach der Wahl des Zündzeitpunktes (Phasenanschnittsteuerung), Abb. 3. Beim Nulldurchgang der Spannung verlöschen die Thyristoren von selbst. Strom durch den Thyristor fließt erst wieder nach dem nächsten Zündimpuls.

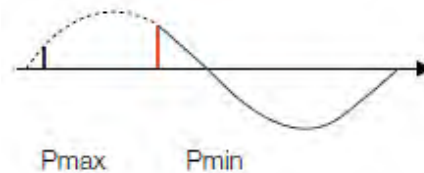


Abb. 3: Beispiele für unterschiedliche Phasenlagen der Zündimpulse und die daraus resultierende übertragene Wirkleistung [6].

Die für den Übergang des Stroms von einem Stromrichterzweig auf einen anderen erforderliche Kommutierungsblindleistung (ca. 50 – 60 % der übertragenen Wirkleistung) muss bei den netzgeführten Stromrichtern durch das umgebende Drehstromnetz bereitgestellt werden. Dies erfordert für den Betrieb der HGÜ ein spannungsstarrs Drehstromnetz, d.h. ein Netz mit hoher Kurzschlussleistung. Es können aber auch zusätzliche Kondensatoren zu den ohnehin erforderlichen Oberschwingungsfiltren installiert werden (*engl.: Capacitor Commutated Converter, CCC*) [7]. Dies führt jedoch i.d.R. zu einem höheren Platzbedarf für die Umrichterstationen.

Die Steuerbarkeit der Stromrichter erlaubt es, dass die Übertragungsleistung in einem Bereich von einer minimalen Übertragungsleistung bis zur Bemessungsleistung sehr schnell und unabhängig von den Vorgängen in den umgebenden Drehstromnetzen geändert werden kann. Die minimale Übertragungsleistung liegt üblicherweise zwischen 5 und 10 % der Bemessungsleistung. Bei Unterschreitung der minimalen Übertragungsleistung wird die HGÜ außer Betrieb genommen, da dies sonst zu Kommutierungsfehlern und damit zur Unterbrechung des Leistungsflusses führen kann.

Die Leistungsflussumkehrung erfolgt bei der klassischen HGÜ durch Umpolung der Spannung. Die Stromrichtung bleibt gleich. VPE-Kabel werden aufgrund einer möglichen Spannungsumkehr nicht zur Übertragung verwendet, da sich bei Gleichspannungsbeanspruchung Raumladungen im Isolierstoff bilden können, die sich aufgrund der niedrigen Leitfähigkeit nur sehr langsam abbauen und beim Umpolen zu extremen Feldüberhöhungen führen [8].

Für den Aufbau von Umrichterstationen werden in der Praxis mehr Thyristoren eingesetzt als für die gesamte Sperrspannung erforderlich wären. Bei etwaigem Ausfall eines oder weiterer Thyristoren können die intakten Thyristoren dann den Betrieb bis zum nächsten Wartungstermin aufrechterhalten. Damit ist eine sehr hohe Verfügbarkeit der klassischen HGÜ gewährleistet.

2.2.2. VSC-HGÜ

Bei der VSC-HGÜ handelt es sich um selbstgeführte Stromrichter mit Gleichspannungszwischenkreis (*engl.: Voltage Source Converter, VSC*). Hier kommen Bipolartransistoren mit isoliertem Gate (*engl.: Insulated Gate Bipolar Transistor, IGBT*) zum Einsatz. Diese Ventile lassen sich über entsprechende Steuersignale ein- und ausschalten. Als Ansteuerungsverfahren kommt häufig die Pulsweitenmodulation (*engl.: Pulse Width Modulation, PWM*) zur Anwendung.

Die VSC-HGÜ benötigt im Gegensatz zur klassischen HGÜ keine Blindleistung zur Kommutierung. Betrag und Phase der Ausgangsspannung lassen sich unabhängig von der Netzspannung einstellen. Damit kann im Gegensatz zur klassischen HGÜ nicht nur die Wirkleistung sondern zusätzlich auch die Blindleistungsaufnahme oder -abgabe unabhängig

voneinander geregelt werden. Abb. 4 zeigt das vereinfachte einphasige Ersatzschaltbild für einen VSC-HGÜ-Umrichter.

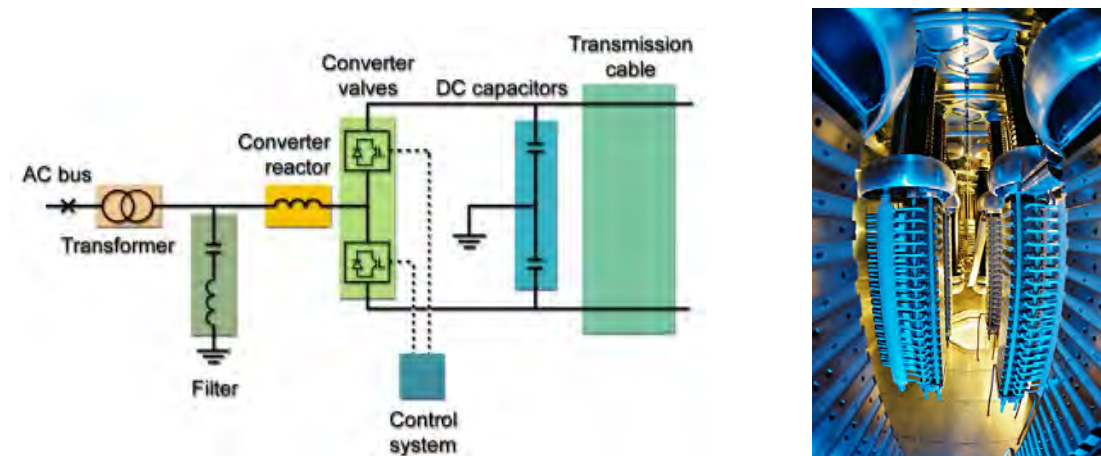


Abb. 4: Links: Vereinfachtes, einphasiges Ersatzschaltbild eines VSC-HGÜ-Umrichters [6].
Rechts: Beispiel für einen VSC-HGÜ-Ventilstapel, bestehend aus einer Reihenschaltung von bis zu 30 IGBT-Modulen [Quelle: ABB].

Der Gleichspannungszwischenkreis hat ähnlich wie bei der klassischen HGÜ zwei Pole, die mit entgegengesetzter Spannung betrieben werden. Große DC-Kondensatoren in beiden Stromrichterstationen glätten die Gleichspannung. Sie dienen gleichzeitig als Energiespeicher zwischen Gleich- und Wechselrichter. Der Wechselrichter auf der entgegengesetzten Seite der Übertragungsstrecke formt die Gleichspannung wieder in eine Wechselspannung um, bei der wieder Betrag und Phase von der Regelung vorgegeben werden kann.

In Abb. 5 ist dargestellt, wie bei der VSC-HGÜ aus der Gleichspannung wieder eine sinusförmige Wechselspannung entsteht.

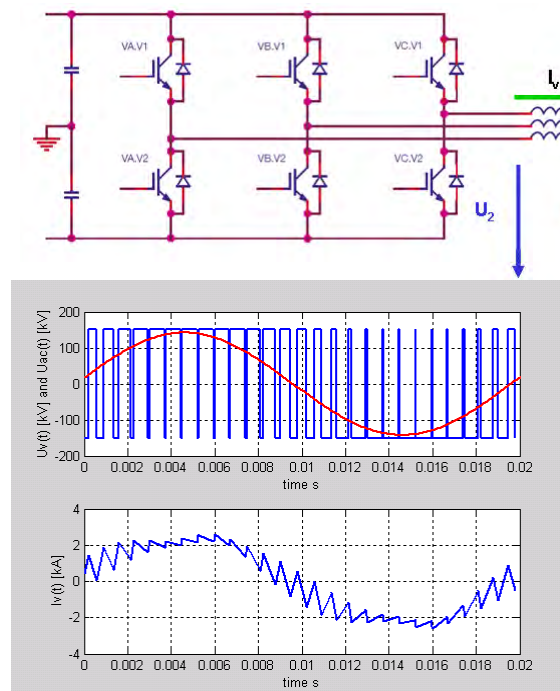


Abb. 5: Prinzipielle Darstellung der Wechselrichtung einer Gleichspannung bei einer VSC-HGÜ.

Da bei der VSC-HGÜ ein deutlich geringerer Aufwand für die Oberschwingungsfilterung erforderlich ist als bei der klassischen HGÜ, fällt auch der Platzbedarf für die Umrichterstationen hier deutlich geringer aus.

Die Leistungsflussumkehrung erfolgt durch Umkehr der Stromrichtung. Die Polarität der Spannung bleibt erhalten. Diese Technik eignet sich daher besonders für die Übertragung mit VPE-Kabeln.

Bei der VSC-HGÜ sind ebenfalls eine gewisse Anzahl redundanter IGBT-Module vorgesehen, was den Ausfall einzelner IGBT zulässt. Im Fehlerfall bildet ein spezielles Legierungsplättchen mit dem Silizium-Chip eine stabile, den Betriebsstrom tragende Verbindung und das IGBT-Modul geht bis zur nächsten Wartung in den Zustand des sicheren Kurzschlusses (*engl.: Short-Circuit Failure Mode, SCFM*) [9]. Damit ist bei der VSC-HGÜ ebenfalls eine sehr hohe Verfügbarkeit gewährleistet.

3. Anwendungsbeispiele

Derzeit sind weltweit mehr als 100 HGÜ-Anlagen mit einer Leistung von insgesamt ca. 80.000 MW in Betrieb bzw. in Bau.

3.1. Klassische HGÜ

Der Leistungsbereich der klassischen HGÜ erstreckt sich heute von 250 bis 9.000 MW bei einer Spannung von bis zu ± 800 kV (sog. Ultra-HGÜ).

Die Stromübertragung kann per Freileitung oder Kabel erfolgen. Für die Übertragung per Freileitung stehen Freileitungssysteme bis zu den höchsten Spannungen zur Verfügung. Für die Übertragung per Kabel werden heute masseimprägnierte Kabel (MI-Kabel) bis zu einer Gleichspannung von maximal 500 kV gefertigt. VPE-Kabel werden bei der klassischen HGÜ auf Grund der Spannungsumkehr bei Leistungsrichtungswechsel nicht verwendet.

Die erste kommerzielle HGÜ wurde 1954 – damals noch mit Quecksilberdampfgleichrichtern – in Betrieb genommen. Das mit einer Kapazität von 6.400 MW größte Übertragungssystem der Welt wird zur Zeit in China gebaut, Abb. 6.



Abb. 6: Links: UHVDC-Verbindung Xiangjiaba – Shanghai, China. Rechts: Ventilhalle in Fengxian [Quelle: ABB].

Diese HGÜ ermöglicht die Übertragung der im Wasserkraftwerk Xiangjiaba im Südwesten Chinas erzeugten elektrischen Energie über eine Entfernung von etwas mehr als 2.000 km in die Industriezentren an der chinesischen Ostküste (Shanghai). Die Inbetriebnahme des ersten HGÜ-Pols ist für 2010 geplant. Um die Übertragungsverluste zu minimieren, wurde als Übertragungsspannung erstmals ± 800 kV gewählt. Die für diese Spannungshöhe erforderlichen Komponenten wurden komplett neu entwickelt. So kommen für die Ventile auch neu entwickelte 6-Zoll-Thyristoren mit einer Sperrspannung von 8,5 kV und einer Stromtragfähigkeit von 4,5 kA zum Einsatz (s. Abb. 2).

Die Übertragung erfolgt per Freileitung mit zwei Gleichstromsystemen (2×2 Leiter). Zur Reduzierung der Koronaverluste werden auch hier wie bei Drehstromfreileitungen die Leiterseile als Bündelleiter ausgeführt. Der Flächenbedarf für die Übertragungsstrecke fällt jedoch um 40 % geringer aus, als bei einer Realisierung in Drehstromtechnik erforderlich gewesen wäre. Die Übertragungsverluste für das Gesamtsystem liegen unter 7 %. Die Verfügbarkeit der Umrichterstationen wird mit mehr als 99,5 % angegeben.

In Europa kam die HGÜ – bis auf die Nutzung von Kurzkupplungen – wegen der hier üblichen geringen Übertragungsentfernungen bisher ausschließlich bei Seekabelverbindungen zum Einsatz. Die mit insgesamt 580 km derzeit längste Kabelstrecke verläuft durch die Nordsee und verbindet die asynchronen Stromnetze Norwegens und der Niederlande, Abb. 7. Sie wurde 2008 in Betrieb genommen und besitzt eine Übertragungsleistung von 700 MW bei einer Gleichspannung von ± 450 kV. Die Übertragungsverluste für das Gesamtsystem liegen hier unter 4 %.



Abb. 7: Links: HVDC-Seekabelverbindung NorNed zwischen Feda (Norwegen) und Eemshaven (Niederlande).

Rechts: NorNed-Seekabel [Quelle: ABB]. Leiter: $2 \times 790 \text{ mm}^2$ Kupfer. Isolierung: Masse-
imprägniertes Papier. Abmessungen: $217 \times 136 \text{ mm}$. Gewicht: 84 kg/m .

Die wesentlichen Gründe für die Verwendung von HGÜ sind die lange Seekabelverbindung, die Kopplung asynchroner Netze und der steuerbare Leistungsfluss (Stromhandel).

3.2. VSC-HGÜ

Der Leistungsbereich der VSC-HGÜ erstreckt sich heute von 50 bis 1.200 MW bei einer Spannung von bis zu ± 320 kV.

Die Stromübertragung erfolgt hier üblicherweise mit VPE-Kabeln. Eine Übertragung per Freileitung ist ebenfalls möglich [10]. Für die Kabelübertragung stehen derzeit VPE-Kabel bis

zu einer Spannung von ± 320 kV und einem Leiterquerschnitt für Aluminium bis zu 2.500 mm^2 zur Verfügung. Der Einsatz von masseimprägnierten Kabeln ist ebenfalls möglich.

Die erste VSC-HGÜ wurde 1997 in Schweden in Betrieb genommen. Weltweit sind derzeit 9 Anlagen in Betrieb, 4 weitere sind in Bau.

Die mit 176 km längste Landkabelverbindung wurde 2002 in Australien in Betrieb genommen. Sie verbindet die Drehstromnetze von Victoria und Südastralien für den Stromhandel, Abb. 8.

Die Übertragungsleistung beträgt 220 MW bei einer Spannung von ± 150 kV. Die Verfügbarkeit des Systems beträgt mehr als 98,5 % einschließlich geplanter Instandhaltung. Die Gründe für die Verwendung einer HGÜ lagen im Wesentlichen in der langen Kabelverbindung, dem steuerbaren Leistungsfluss und der einfachen behördlichen Genehmigung des Vorhabens.



Abb. 8: Links: Landkabelverbindung Murraylink in Australien. Rechts: Kabelverlegung.

Im November 2009 wurde der erste HGÜ-Anschluss für einen Offshore-Windpark an das deutsche Übertragungsnetz fertig gestellt, Abb. 9.



Abb. 9: Links: Anschluss des Offshore-Windpark-Clusters Borkum 2 an das Übertragungsnetz. Rechts: Offshore-HGÜ-Plattform.

Die Übertragungsleistung der eingesetzten VSC-HGÜ beträgt 400 MW bei einer Spannung von ± 150 kV. Mit rund 200 km, davon 128 km Seekabel und 75 km Landkabel, ist dies die derzeit längste Verbindung, die für den Netzanschluss eines Offshore-Windparks gebaut wurde.

4. Vorteile der HGÜ

Für die Übertragung großer Leistungen über weite Strecken (größer 600 – 800 km) ist die HGÜ der Drehstromübertragung technisch-wirtschaftlich überlegen. Grund hierfür sind die geringeren Investitionskosten für die Gleichstromleitung bei gleicher Leistung und die fehlenden Stabilitätsprobleme. Für die Seekabelübertragung ist die HGÜ oftmals die einzig realisierbare Lösung, da bei Drehstromseekabeln die Übertragungsentfernung aufgrund der erforderlichen Ladeleistung auf ca. 20 – 30 km begrenzt ist [2].

Die HGÜ bietet jedoch auch die Möglichkeit, den Leistungsfluss in einem Drehstromnetz zu steuern. Während des Betriebs kann sie gezielt einzelne Drehstromübertragungsleitungen entlasten bzw. die Übertragungskapazitäten von Drehstromleitungen besser ausnutzbar machen [11].

Ein weiterer großer Vorteil ist, dass eine HGÜ bei Fehlern im umgebenden Drehstromnetz nicht überlastet werden kann, da die übertragene Leistung von der Regelung bestimmt wird und nicht wie bei der Drehstromübertragung durch den Phasenwinkelunterschied zwischen den zwei Netzanschlusspunkten [12].

Die VSC-HGÜ zeichnet sich zusätzlich dadurch aus, dass sich Wirk- und Blindleistung sehr schnell und getrennt voneinander regeln lassen. Sie kann innerhalb kürzester Zeit (ca. 100 ms) nach einem Fehlereintritt die volle Blindleistung zur Verfügung stellen und somit einen wichtigen Beitrag zur Stabilität eines Übertragungsnetzes leisten. Darüber hinaus sind ein Betrieb an schwachen Drehstromnetzen mit nur geringen Kurzschlussleistungen und die Anbindung von Inselnetzen möglich. Auch ein Netzwiederaufbau ist mit dieser Stromrichtertechnik sogar möglich (Schwarzstartfähigkeit) [13], [14].

5. Nachteile der HGÜ

Ein wesentlicher Nachteil einer HGÜ sind die Basiskosten für die Gleich- bzw. Wechselrichterstationen an den Enden der Übertragungsstrecke. Darüber hinaus sind Multi-Terminal-Systeme nur durch zusätzliche Stromrichter möglich, was zu höheren Investitionskosten und einem größeren Flächenbedarf als bei Drehstromtechnik führt.

Zum Aufbau eines Gleichstromnetzes sind Gleichstromschalter erforderlich, die sich für höhere Spannungen derzeit noch in der Entwicklung befinden.

6. Mittelfristige Entwicklungsschritte

6.1. Klassische HGÜ

Die Verluste der netzgeführten Stromrichter betragen derzeit 0,7 % pro Umrichter. Durch die geringeren Verluste einer DC-Übertragung ergeben sich für längere Übertragungsstrecken und größerer Übertragungsleistungen geringere Verluste als bei einer vergleichbaren Drehstromübertragung. Eine weitere Reduzierung der Verluste steht bei der klassischen HGÜ eher nicht im Fokus. Der Blick ist – falls überhaupt erforderlich – eher auf noch höhere Übertragungsspannungen gerichtet.

6.2. VSC-HGÜ

Bei der VSC-HGÜ werden höhere Übertragungsspannungen und damit höhere Übertragungsleistungen möglich. Neue IGBT-Module mit einer Sperrspannung von 4,5 kV (bisher 2,5 kV) und einer Stromtragfähigkeit von 2.000 A stehen bereits zur Verfügung, Abb. 10. Damit werden auch die Umrichterverluste der VSC-HGÜ von derzeit 1,6 % auf höchstens 1% pro Umrichterstation sinken.



Abb. 10: Neues IGBT-Modul [Quelle: ABB]. Sperrspannung: 4,5 kV. Stromtragfähigkeit: 2 kA.

VPE-Kabel werden auch für Spannungen von ± 640 kV zur Verfügung stehen, so dass eine Übertragungsleistung von 1.700 MW pro Kabelsystem zu erwarten ist.

Die wohl interessantesten Aussichten für die VSC-HGÜ liegen jedoch in der Möglichkeit zur Bildung von Systemen mit mehreren Terminals. Derzeit wird in der Cigré-Arbeitsgruppe B4.52 an einer HVDC-Grid-Feasibility-Studie gearbeitet, die im April 2012 veröffentlicht werden soll. Sie soll die Grundlage für den Bau von Gleichstromnetzen schaffen.

7. Zusammenfassung

Mit der klassischen, netzgeführten HGÜ lassen sich große Leistungen sehr effizient über weite Strecken übertragen. Für die Seekabelübertragung ist sie oftmals die einzig realisierbare Lösung. Die Verbindung starker, asynchroner Netze mit hoher Leistung ist ebenso eine Domäne der klassischen HGÜ.

Mit der VSC-HGÜ können weitere Anwendungsgebiete erschlossen werden, wie der Anschluss von Offshore-Windparks an das Drehstromnetz, die elektrische Versorgung von Offshore-Plattformen, Lastzentren und Inseln sowie die zur Verfügungstellung von Systemdienstleistungen wie Spannungsregelung, Lastflussregelung und Blindleistungsbereitstellung im Drehstromnetz. Die künftig wohl interessantesten Anwendungen für die VSC-HGÜ liegen in der Möglichkeit zur Bildung von Systemen mit mehreren Terminals und der Aufbau von DC-Netzen.

Die Einsetzbarkeit einer HGÜ-Lösung ist in jedem Fall projektspezifisch zu klären und nicht verallgemeinerbar.

Literatur

- [1] Asplund, G.; Carlsson, L.; Tollerz, O.: 50 Jahre HGÜ, Teil I und II
ABB Technik 4/2003, S. 6 – 13
- [2] Nelles, D.: Netzdynamik – Elektromechanische Ausgleichvorgänge in elektrischen
Energieversorgungsnetzen
VDE-Verlag Berlin Offenbach, 2009
- [3] Schwab, A.: Elektroenergiesysteme – Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung
elektrischer Energie. 2., aktualisierte Auflage, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2009
- [4] Oeding, D.; Oswald, B. R.: Elektrische Kraftwerke und Netze. 6. Auflage
Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2004
- [5] Oswald, B. R.: Technische Fragen der Netzverstärkung
www.forwind.de/publications/Netzverstaerkung.pdf, Download am 28.11.09
- [6] ABB AB Grid Systems – HVDC, Sweden: It's time to connect - Technical description of
HVDC Light® technology, Revised edition, March 2008
- [7] Ärnö, B.: HVDC 2000 – eine neue Generation von HGÜ-Anlagen
ABB Technik 3/1996, S. 10 - 17
- [8] Küchler, A.: Hochspannungstechnik. Grundlagen – Technologie – Anwendungen
3., neu bearbeitete Auflage, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2009
- [9] Hanson, J.; Eicher, S.: Selbstgeführte Umrichter für die Hochspannungs-Gleichstrom-
Übertragung und ihr Einsatz im elektrischen Versorgungsnetz. In: ETG-Fachbericht 105:
Bauelemente der Leistungselektronik und Ihre Anwendungen, Vorträge der ETG-Fachtagung
vom 10. bis 11. Oktober 2006, VDE-Verlag Berlin-Offenbach, 2006, S. 167 ff
- [10] ABB AB Grid Systems – HVDC, Sweden: Caprivi Link Interconnector
- [11] Asplund, G.; Jansson, E.; Johansson, St.; Rudervall, R.: Power System Stability Benefits with
VSC DC-Transmission Systems. CIGRE Paris, Session 2004, Paper B4-204
- [12] Carlsson, L.: HGÜ – eine „Firewall“ gegen Störungen in Hochspannungsnetzen
ABB Technik 3/2005, S. 42 – 46
- [13] Harnefors, L.; Rey, P.; Zhang, L.: Power System Reliability and Transfer Capability
Improvement by VSC HVDC (HVDC Light®). CIGRE Regional Meeting on Security and
Reliability of Electric Power Systems, June 18-20, 2007, Tallinn, Estonia
- [14] Rehtanz, Ch.; Hanson, J.; Johansson, St. G.: Netzverstärkungen und Offshore Anbindungen mit
selbstgeführten HGÜ. Beitrag im Rahmen der ETG-Fachtagung anlässlich des VDE Kongress
vom 18. bis 20. Oktober 2004 in Berlin, VDE-Verlag Berlin-Offenbach, 2004, S. 297 ff

Dr. Thomas Benz
ABB AG
ABB/PTLS-B
Kallstadter Str. 1
D-68309-Mannheim
thomas.benz@de.abb.com

Intelligente Stromnetze - Perspektiven und Potenziale

Dr. Erik Hauptmeier und Friedrich Schulte, RWE AG, F&E

1. Motivation

Der Klimaschutz und die Endlichkeit fossiler Ressourcen führen zu einem teils politisch getriebenen Paradigmenwechsel hin zu erneuerbaren Energiequellen und dezentralen Versorgungsstrukturen. Dies betrifft beispielsweise Stromwärmepumpen zur Deckung des Wärmebedarfs von Haushalten, aber auch Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik. Gerade Letztgenannte zeichnen sich durch starken fluktuierenden Charakter aus, was zu neuen Anforderungen jenseits der bisherigen deterministischen Planung der Stromerzeugung führt. Zusätzlich werden durch Einführung dezentraler KWK Gas- und Fernwärme von dieser Entwicklung betroffen sein. Die zunehmende Durchdringung des Elektrizitätssystems mit dezentralen Erzeugern und damit einem vermehrt stochastisch geprägten Angebot erfordert Maßnahmen, die das bisher völlig stochastische Nachfrageverhalten – gerade der Kleinkunden – beherrschbarer machen, um so einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage nach elektrischer Energie auch zukünftig sicher stellen zu können.

Eine Vielzahl von verschiedenen Zukunftsszenarien trifft Aussagen, die ein Netzbetreiber mindestens insofern auswerten muss, als dass er bewerten muss inwieweit seine Netze jeweils anzupassen sind. Z. B. nimmt das BMU-Leitszenario von 2008 für das Jahr 2030 eine Erzeugung von 21,9 TWh Photovoltaik und 41 TWh KWK unter 10 MW an, was gegenüber 2010 eine Steigerung um 350 % bzw. 280 % bedeutet. Hinzu kommen aktuelle Effizienzbemühungen, die auf eine Optimierung von Erzeugung und Verbrauch im Rahmen des gesetzlichen Unbundlings (d. h. die rechtliche und wirtschaftliche Trennung von Erzeugung, Verteilung und Verbrauch/Vertrieb von Energie) abzielen.

Infolge dieser Entwicklungen ist die Implementierung möglichst flexibler und dennoch kosteneffizienter Systeme erforderlich. Dies beinhaltet verstärkte Automatisierung mit einem erhöhten Anteil von Informations- und Kommunikationstechnologie in elektrischen Verteilungsnetzen als auch, ggf. in einem späteren Schritt, bei Gas und Fernwärmenetzen.

2. Smart Energy allgemein

Das mit den eingangs beschriebenen Flexibilitätsanforderungen verbundene technische Konzept wird mit dem Begriff Smart Energy umschrieben. Es umfasst im Teilbereich Smart Grids die Netze, die intelligente Zähldatenerfassung mit Smart Metering, intelligente Erzeugung bis hin zu virtuellen Kraftwerken sowie die Verbrauchsseite im Rahmen von Smart Home (Abb. 1).

Während selbst in Fachkreisen das hier vorgestellte Konzept oftmals vereinfachend mit Smart Grids bezeichnet wird, ist die hier vorgenommene Einteilung unbedingt notwendig, um gerade in Europa den Maßgaben der gesetzlichen Entflechtung von Erzeugung, Verteilung und Verbrauch/Vertrieb nachzukommen. Dies bewirkt eine hohe Komplexität des Gesamtsystems, da sich die Teilkomponenten auf die Sparten Strom, Gas, Fernwärme und ggf. Wasser mit allen dazugehörigen Schnittstellen zwischen Kunde, Transport und Erzeugung aufteilen.

Grundsätzlich stellt Smart Energy somit auch eine Systemintegration bestehender Komponenten dar. Hierbei ist trotz der Anforderungen des Unbundlings zu erwarten, dass sich ein wirtschaftliches Optimum unter maximaler Ausnutzung von Effizienz-potenzialen und Synergien einstellen wird. Smart Energy stellt folglich i. W. eine „Enabling Technology“ für zukünftige Energiedienstleistungen dar. Im Weiteren werden ausgewählte Teilaspekte näher beschrieben.

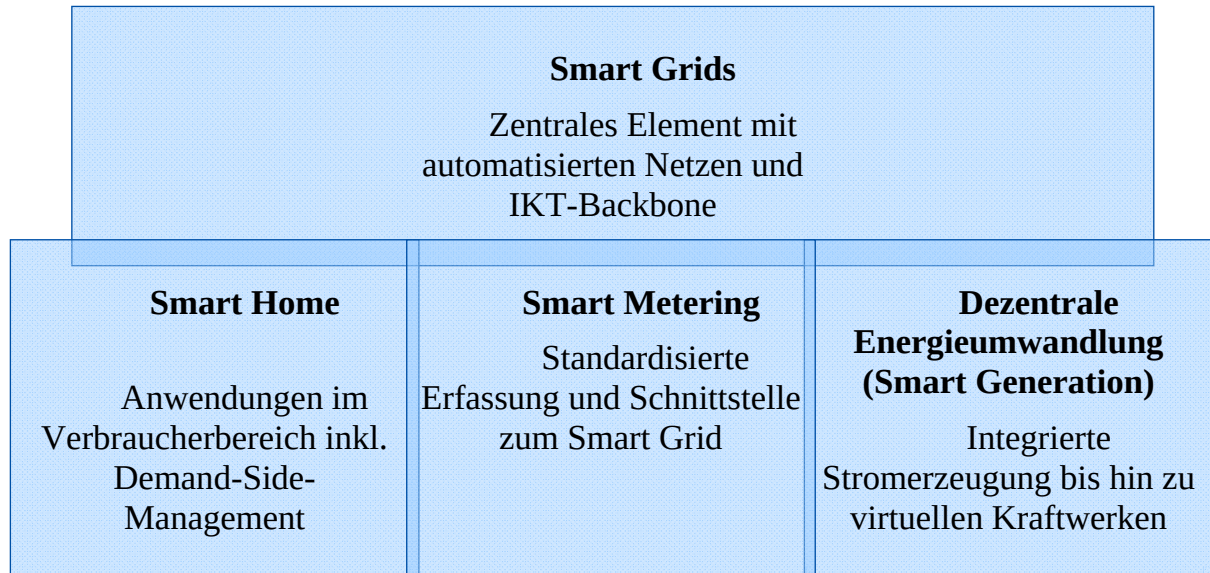


Abb.1: Konzept von Smart Energy

3. Netzaspekte

Anhand des Teilaspekts Versorgungsnetze, von denen voraussichtlich die Stromnetze bei den Smart Grids die größte Bedeutung erlangen werden, soll die vorab geschilderte Komplexität näher erläutert werden. Es ist festzustellen, dass viele Aufgabenbereiche betroffen sind, um innovative intelligente Netze zu schaffen und gerade in großen Unternehmen sind diese oftmals in unterschiedlichen Abteilungen organisiert, die – neben allen technischen Herausforderungen - geeignet koordiniert werden müssen.

Im Wesentlichen sind betroffen:

- **Netzentwicklung**

Ausgehend von den bestehenden Netzstrukturen sind die Netze im heutigen Zustand so weiterzuentwickeln, dass die zukünftige Versorgungsaufgabe erfüllt werden kann. Gerade angesichts der einleitend erwähnten Unsicherheiten sind hier vor allem flexible Strukturen für Betrieb und „Intelligenz“, d. h. Verwendung von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) vorzusehen.

- **Netzwirtschaft**

Heutige wie zukünftige Netze sind in Bezug zu den erzielbaren Erlösen geeignet zu finanzieren. Hierzu sind geeignete neue Modelle aufzusetzen. Diese müssen insbesondere die Vorgaben der Anreizregulierung mit einschließen, die per Benchmarking besonders effiziente Netzstrukturen erreichen soll. Es ist aber auch

darauf zu achten, dass praktikable Entgeltmodelle geschaffen werden und Marktteilnehmer, die aufgrund des Unbundlings nicht direkt beeinflussbar sind, durch wirtschaftliche Impulse dazu angehalten werden, im Sinne des Systems zu agieren (Incentivierung).

- **Datenmanagement**

Auf europäischer Ebene wird das Smart Metering stark forciert. Im Rahmen der Energiedienstleistungsrichtlinie (EDL) sind elektronische Zähler flächendeckend einzusetzen. Ihre Daten sind dem Kunden selbst und dem Vertrieb des jeweiligen Versorgers geeignet zur Verfügung zu stellen. Dabei werden das Datenvolumen und der mit seinem Handling verbundene Aufwand nicht unerheblich sein. Abhängig vom Geschäftsmodell der unterschiedlichen Akteure bzw. der Kundenbedürfnisse hat der Betreiber eines Smart Grids die Daten geeignet zu sammeln und zentral vorzuhalten. Dabei ist sowohl aus Datenschutz- als auch aus Effizienzgründen eine sinnvolle Konzentration der Daten vorzunehmen.

- **Energiemanagement**

Der Betrieb einzelner Komponenten und Subsysteme ist im Rahmen der legalen Vorgaben zu optimieren. Dies betrifft insbesondere Lastmanagement, virtuelle Kraftwerke und dezentrale Energiespeicher. Hierzu wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Industrie die Initiative e-Energy gegründet, deren Teilprojekt E-DeMa nachfolgend näher vorgestellt wird.

- **Energievertrieb**

In den neuartigen Konzepten muss der Kunde geeignet angesprochen und insbesondere im Bereich des Lastmanagements von einer Teilnahme überzeugt werden. Hierzu sind neue Produkte zu entwickeln, die sich im Wettbewerb durchsetzen müssen. Dabei ist auch das Abrechnungsprocedere zu berücksichtigen, das durch Smart Metering ganz neue Optionen sowohl hinsichtlich Automatisierung als auch Systemgestaltung an sich beinhalten wird.

Vorherige Ausführungen legen einen relativ hohen Anteil an IKT nahe. Gleichwohl ist zu beachten, dass die Ausprägung der IKT-Struktur von der zukünftigen Versorgungsaufgabe und den zukünftigen Anschlusskonstellationen abhängen wird. Daher ist je nach lokaler Situation durchaus auch eine Netzstruktur denkbar, die mehr auf bestehender Netztechnik und weniger auf Automatisierung und IKT basieren wird (plakativ: Kupferplatte). Maßgebliches Kriterium ist hier die Effizienz, die anhand minimaler Kosten über die Netznutzungsdauer bei möglichst flexibler Nutzung zu definieren ist. Beispielhaft seien für mögliche Probleme in zukünftigen Netzen folgende Aspekte angeführt:

- Einhaltung des genormten Spannungsbandes auch bei massiver dezentraler Einspeisung und geringer Last
- Normgerechte Oberschwingungspegel trotz massiver Zunahme von elektronischen Lasten (Kompaktleuchtstofflampen statt Glühbirnen) und umrichterbasierter Einspeisung, d. h. mehr Leistungselektronik im System
- Frequenzhaltung und ausreichend hohe Kurzschlussleistung zum Ansprechen der Schutzgeräte trotz vieler leistungselektronisch gekoppelter, dezentraler Erzeuger mit deutlich geringeren Beiträgen zur Netzkurzschlussleistung anstatt zentraler Generatoren mit großen rotierenden Massen.

4. Mögliches Systemkonzept

Insgesamt ist eine zweistufige Systemrealisierung zu erwarten. In einem ersten Schritt wird, flankiert durch die Vorgaben der EDL, Smart Metering implementiert werden. Dies ist bereits in Vorbereitung. In einem zweiten Schritt werden Lastmanagement, Management von dezentralen Erzeugern und Speichern sowie Kundenanwendungen in das System mit einbezogen werden. Dies ist gegenwärtig Forschungsgegenstand und wird z .B. im Projekt E-DeMa im Rahmen der e-Energy-Initiative des BMWi untersucht.

Bereits bei Smart Metering tritt neben der geschilderten technischen Komplexität auch eine erhöhte Anzahl von beteiligten Akteuren und Schnittstellen auf:

- Gesetzgeber, der die Rahmenbedingungen für das System definiert
- Kunde, der transparent, kosteneffizient und flexibel seinen Energiebedarf decken will,
- Lieferant der seine Energie möglichst effizient und unter erhöhter Kundenbindung vermarkten will,
- Messstellenbetreiber, der möglichst flexible Erfassungs- und Datenmanagementsysteme benötigt,
- Verteilnetzbetreiber, der technisch flexible, kostengünstige und gesetzeskonforme Lösungen verfolgt,
- Handwerker, der im Auftrag der übrigen Akteure das System installiert.

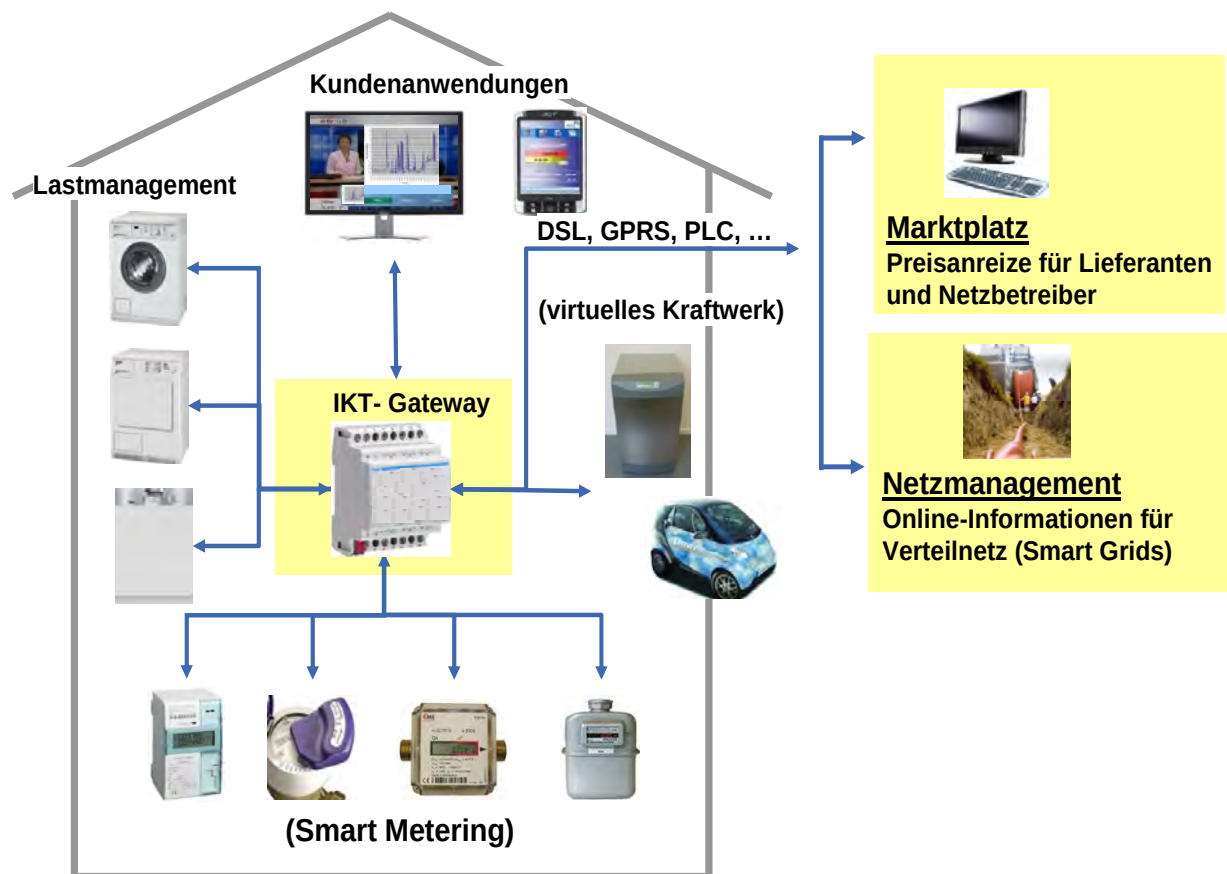


Abb 2: Umfassenden Automatisierungslösung als Weiterentwicklung von Smart Metering

Auf technischer Ebene ist anzumerken, dass flexible, modulare Systeme zu erwarten sind. Dies resultiert aus der Tatsache, dass eine Vielzahl von Systemen existiert, die einerseits im Zählwesen der Eichpflicht unterliegen und andererseits aber unterschiedliche Datenschnittstellen besitzen. Hinzu kommt, dass die Datenübermittlungs- und –verarbeitungssysteme sich voraussichtlich im Vergleich zu den Zählern für Strom, Gas oder Wasser an den eher kürzeren Lebenszyklen der IKT orientieren werden. Daher ist es sinnvoll, die Verbrauchsmessung selbst und die Datenbehandlung zu trennen, in dem die Messdaten zunächst in einem so genannten Multi-Utility-Communicator (MUC) gesammelt werden, um sie danach weiter zu übermitteln.

Mit Hilfe des MUCs als technische Zusatzkomponente lässt sich auch die zweite Stufe elegant realisieren, in der dezentrale Geräte in das System integriert werden. Hier ist der MUC dann durch ein IKT-Gateway mit weiteren Schalt- und Erfassungsmöglichkeiten zu ersetzen (Abb. 2).

Die gesetzeskonforme Umsetzung dieses Konzepts ist nicht trivial. Hierzu werden im Rahmen der e-Energy-Initiative sechs Projekte durchgeführt. Repräsentativ wird hier E-DeMa näher beschrieben, welches eine automatisierte Systemlösung mit der Realisierung so genannter lokaler „Marktplätze“ untersucht.

Ziel von E-DeMa ist die Schaffung eines neutralen e-Energy Marktplatzes, der von unabhängiger Instanz betrieben wird und somit die Anforderungen des Unbundlings gewährleistet. Ferner dient er der Integration von kleineren dezentralen Einheiten und Großkraftwerken, da auf diesem neu geschaffenen Marktplatz Leistungskontingente in signifikanter Größenordnung aggregiert werden können.

Es ergeben sich dabei die folgenden Marktakteure:

- **Prosumer** (Kunstwort aus Producer und Consumer):
Herkömmliche Kunden, die nur Energie konsumieren, werden bei teils dezentraler Energieversorgung (z. B. durch Mikro-KWK oder Photovoltaik) ergänzt durch diejenigen, die vor allem im Privatbereich auch Energie zurückspeisen
- **Erzeuger:**
Produzenten, die dezentral Strom selbst erzeugen oder vermarkten
- **Messstellenbetreiber:**
Dienstleister, die Zähldatenerfassung und –übermittlung durchführen
- **Netzbetreiber:**
Betriebsführung der Netzinfrastruktur
- **Energiehändler:**
Handeln analog zum großskaligen Handel auf lokaler Ebene mit Energie
- **Neue Dienstleister:**
Z. B. Aggregatoren, die dezentrale Leistungskontingente, sei es aus Speichern, dezentralen Erzeugern oder steuerbaren Lasten aggregieren, um sie auf dem nationalen Markt verkaufen zu können.

Einen weiteren Aspekt dieser neuen Struktur stellt die Tatsache dar, dass neben der bestehenden physikalischen Netzhierarchie von Höchstspannung über Hoch- und Mittel- hin zur Niederspannung in regionaler Gruppierung eine parallele, abstrakte Hierarchie entsteht. Diese wird durch verschiedene E-DeMa-Marktplätze gebildet, die ihrerseits bis zum nationalen Markt insgesamt aggregiert werden können (Abb. 3).

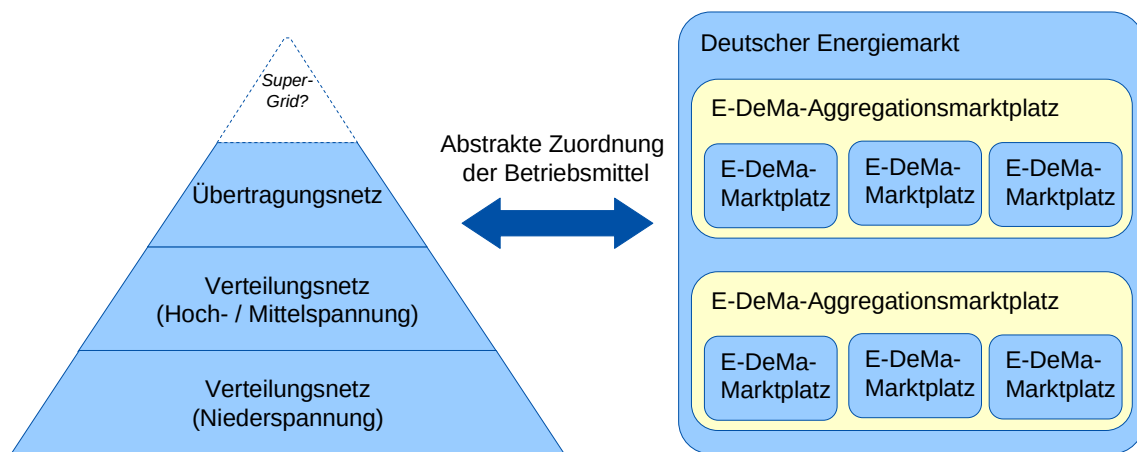


Abb.3: Parallele Hierarchien

5. Zusammenfassung und Ausblick

Es wurde dargelegt, dass Smart Energy eine zukunftsgerichtete und flexible Systemgestaltung darstellt. Insgesamt kombiniert sie die verschiedenen Teilkomponenten sinnvoll und stellt eine Enabling Technology für zukünftige Versorgungs-Dienstleistungen dar. Sie ist in die Subkomponenten Smart Grids, Smart Home und Smart Metering zu untergliedern und integriert auch dezentrale Strom- und Wärmeerzeugung. In Bezug auf Smart Home sind die erschließbaren Potenziale allerdings noch nachzuweisen. Dies gilt vor allem in den Bereichen Demand Side Management und dezentrale Energiespeicherung.

Smart Energy stellt ein relativ komplexes System dar, das in voller Ausprägung zu den physikalischen Systemen eine Parallelhierarchie darstellen kann. In diesem Sinne sind möglichst viele Anwendungen für Smart Energy zu erschließen, um einen wirtschaftlichen Betrieb der komplexen Infrastruktur zu ermöglichen.

Während die grundlegenden technischen Konzepte von Smart Energy im Wesentlichen existieren, befindet sich die systematische Ausgestaltung noch im Bereich der Forschung und Entwicklung.

Friedrich Schulte
 Forschung & Entwicklung Konzern
 RWE AG
 Opernplatz 1
 D-45128 Essen
 friedrich.schulte@rwe.com

Geothermische Stromerzeugung - Vom Reservoir bis zur Turbine

Dr. Ernst Huenges, Intl. Centre for Geothermal Research / Deutsches GeoForschungs-Zentrum

1. Einführung

Anspruchsvolle energie- und umweltpolitische Zielsetzungen stellen die Energieversorgung vor neue Herausforderungen: Der Energiemix der Zukunft soll ökologisch verträglich, ressourcensicher und wettbewerbsfähig sein. Langfristige Energiesicherheit und nachhaltige Energiekonzepte sind gefragt, ausgerichtet auf Energieeffizienzsteigerung in der Stromerzeugung und im Verbrauch, Ausweitung der erneuerbaren Energiebereitstellung durch Wind, Solar, Biomasse und Geothermie, Abtrennung von CO₂ bei der Nutzung fossiler Energien und dessen anschließende Sequestrierung als auch die Nutzung der Kernenergie.

Hohe Erwartungen werden in die Entwicklung der Erneuerbaren Energien gesetzt: Bis zum Jahr 2020 soll der Anteil dieser Energieträger am gesamten Energieverbrauch der EU auf 20 % steigen.

Das geothermische Potenzial ist dabei für den Energiemix der Zukunft ökonomisch und umweltpolitisch von großem Interesse. Anders als Wind und Sonne steht Erdwärme rund um die Uhr und ohne jahreszeitliche Schwankungen zur Verfügung. Mit ca. 11 GW installierter Leistung (siehe Abb. 1) gehört die Erdwärme bereits heute zu den weltweit meist genutzten regenerativen Energien. Nach Schätzungen von Goldstein et al. (2011) könnte sie in rund 40 Jahren weltweit 160 Gigawatt elektrische und mehr als 300 Gigawatt thermische Leistung grundlastfähig bereitstellen (siehe Abb. 2).

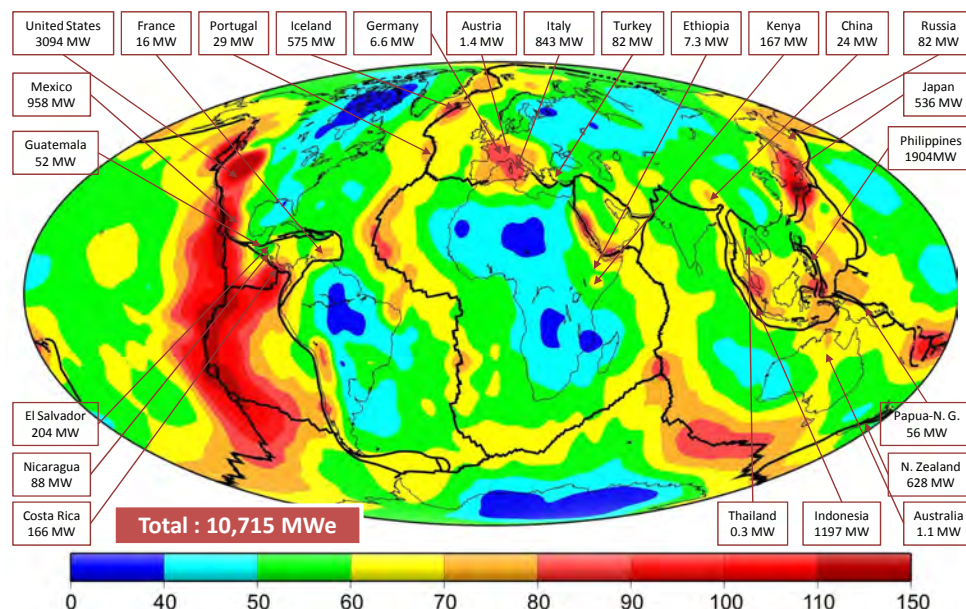


Abb. 1: 2010 weltweit installierte Kapazität geothermischer Kraftwerke verteilt auf Länder (Bertani, 2010). Die Abbildung zeigt außerdem die Verteilung der terrestrischen Wärmestromdichte in mW/m² ermittelt aus geglätteten onshore und offshore Messdaten nach Hamza et al. (2008) sowie tektonische Plattengrenzen.

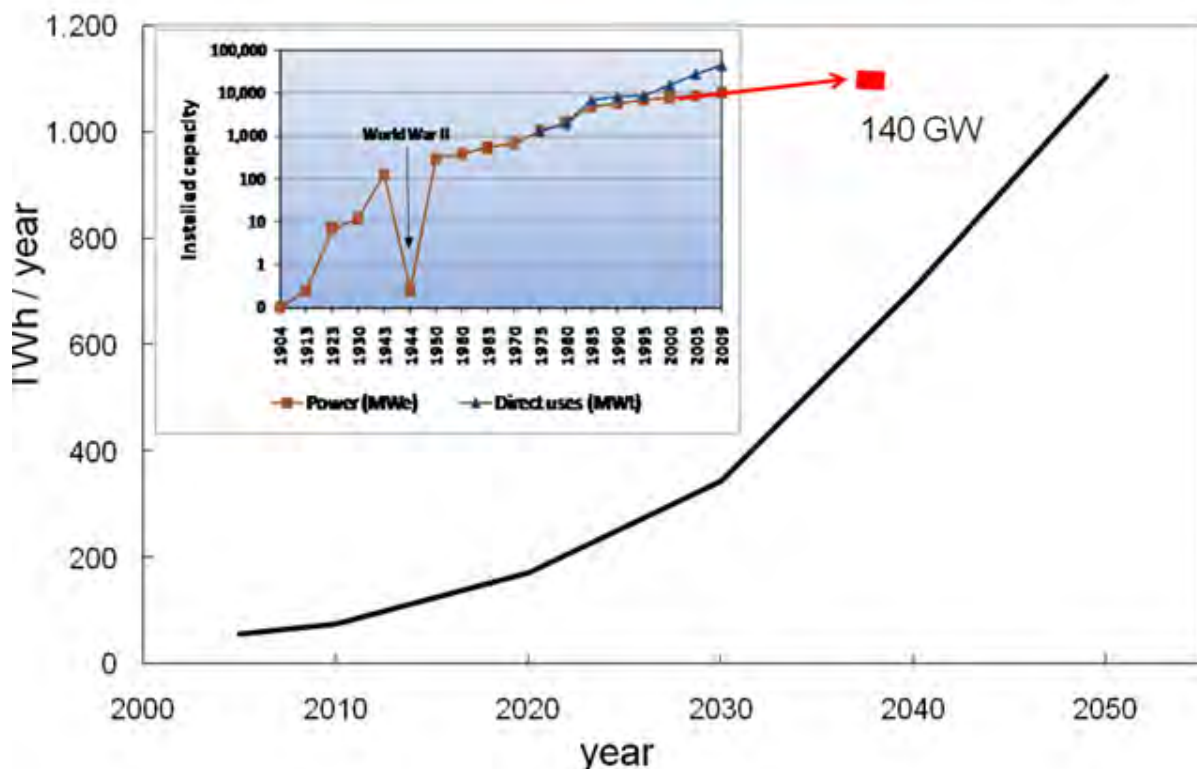


Abb. 2: Szenario für Entwicklung der weltweiten Strombereitstellung aus geothermischen Kraftwerken mit zuletzt 160 GW Kapazität bis 2050 / Fridleifsson et al., 2008, Historie nach Goldstein et al. (2011).

Geothermische Anlagen beanspruchen wenig Fläche und emittieren im Vergleich zur Verbrennung fossiler Energieträger nur einen Bruchteil der Menge an CO_2 (Abb.3). Als dezentral einsetzbarer grundlastfähiger und vor allem heimischer Energieträger stellt er somit eine ökologisch beispielhafte Alternative zu fossilen Energieträgern dar. Geothermie ist zudem mit anderen grundlastfähigen und nicht grundlastfähigen Energieträgern wie Biomasse, Braunkohle, Solarthermie und Windenergie sowie CCS-Technologie kombinierbar.

Aus Erdwärme kann Energie in Form von technisch nutzbarer Wärme oder elektrischem Strom bereitgestellt werden. Die geothermische Fündigkeit ist dabei nicht auf ausgeprägt vulkanische Gebiete beschränkt. Im Prinzip gibt es Erdwärme überall, auch in Mitteleuropa. In Deutschland eignen sich für die tiefe Geothermie zur Stromerzeugung bevorzugt drei Regionen: das süddeutsche Molassebecken, der Oberrheingraben und das Norddeutsche Becken. Allerdings muss man dort mehrere Kilometer tief bohren, um ein Temperaturniveau zu erschließen, das hoch genug ist, um über Dampfturbinen elektrische Generatoren anzutreiben. Die Erschließung stellt spezifische Anforderungen an Technik und Engineering und ist beim aktuellen Entwicklungsstand mit hohen Investitionen verbunden.

Das Ziel einer breiteren Nutzung tiefer Geothermieressourcen zur Bereitstellung von Grundlaststrom erfordert deshalb grundlegende technologische Weiterentwicklungen auf allen Stufen des Gesamtsystems. In der Geothermienutzung kommen Verfahren und Komponenten zum Einsatz, die zwar für viele Anwendungsbereiche etabliert sind, für die spezifischen Randbedingungen und das Zusammenwirken in geothermischen Anlagen jedoch

noch ein erhebliches Verbesserungspotenzial in Bezug auf Effizienz und Nachhaltigkeit aufweisen. Hier liegt ein großes Potenzial, um von der vorwettbewerblichen Demonstration zu einer breiteren Marktdurchdringung zu gelangen. Die Herausforderung besteht in der effektiven und kostensparenden Kombination und Integration der verschiedenen Systemkomponenten geothermischer Systeme, um eine effiziente wettbewerbsfähige Nutzung tiefer geothermischer Ressourcen zu erreichen.

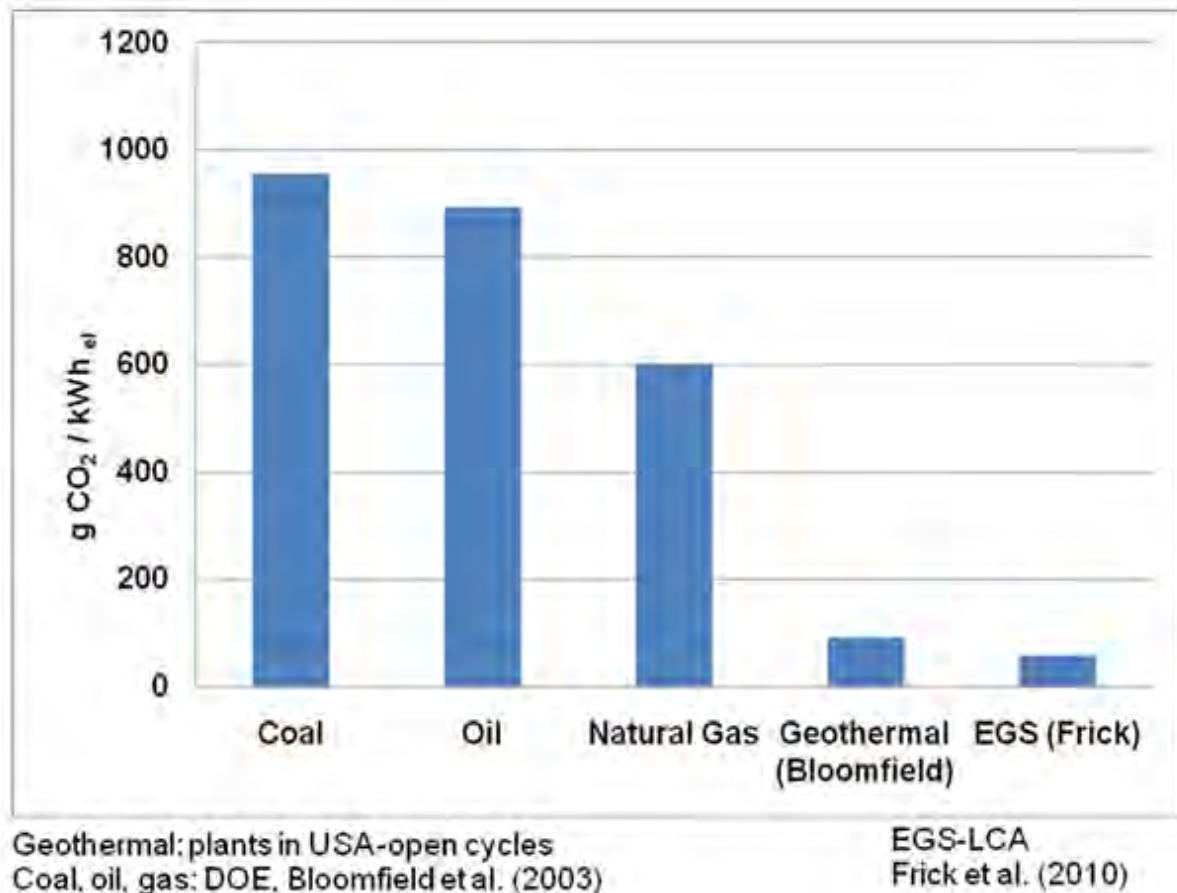


Abb. 3: CO₂ Emissionen fossiler und geothermischer Stromerzeugung. Bloomfield et al. berücksichtigen die natürlichen Emissionen bei der systemoffenen Gewinnung aus geothermischen Lagerstätten. Frick et al. haben die spezifischen Emissionen aus Lebenszyklusrechnungen (live cycle assessment LCA) mit Daten des heutigen Energiemixes von in der Regel mit geschlossenen Thermalwasserkreisläufen betriebenen EGS (Enhanced Geothermal Systems) bestimmt. Hier tragen insbesondere Arbeitsschritte vor Inbetriebnahme (z.B. Bohrungen) zu den Emissionen bei.

2. Lernkurve geothermischer Technologien in Deutschland

In Deutschland erlebte die Nutzung der Erdwärme in den vergangenen Jahren große Zuwachsraten. Seit 2008 sind mehr als ein Gigawatt Wärmeleistung aus der Geothermie installiert. Davon verteilten sich 130 MW_{th} auf größere Anlagen, der überwiegende Anteil von allein schon über 1 GW_{th} stammt jedoch aus Erdwärmesonden: Das sind Wärmequellenanlagen für Wärmepumpen, die Ein- oder Mehrfamilienhäuser beheizen. In Süddeutschland wird heißes Wasser aus der Tiefe in einigen Gemeinden für die zentrale

Wärmeversorgung genutzt, so zum Beispiel in Erding, Pullach und Unterschleißheim. Geothermische Anlagen in Mecklenburg-Vorpommern tragen bereits seit den 1980er Jahren zur Wärmeversorgung bei.

Aber auch in der Nutzung tiefer geothermischer Ressourcen zur Stromversorgung gibt es eine positive Entwicklung. Im November 2003 nahm im mecklenburgischen Neustadt-Glewe das erste geothermische Pilotkraftwerk Deutschlands mit einer Leistung von 0,2 MW_{el} den Betrieb auf. Es demonstrierte, dass auch unter hiesigen geologischen Bedingungen Stromerzeugung aus geothermischen Ressourcen technisch möglich ist. Das erste größere industriell betriebene Erdwärmekraftwerk in Deutschland mit einer elektrischen Leistung von 3 MW_{el} und einer Wärmeleistung zwischen 6 und 8 MW_{th} ging 2007 im pfälzischen Landau ans Netz. Beide Anlagen arbeiten nach dem ORC-Prinzip. Sie besitzen einen separaten Turbinenkreislauf mit einem Arbeitsmittel, das schon bei niedrigeren Temperaturen als Wasser siedet, den heißes Wasser aus dem Untergrund über einen Wärmetauscher erhitzt.

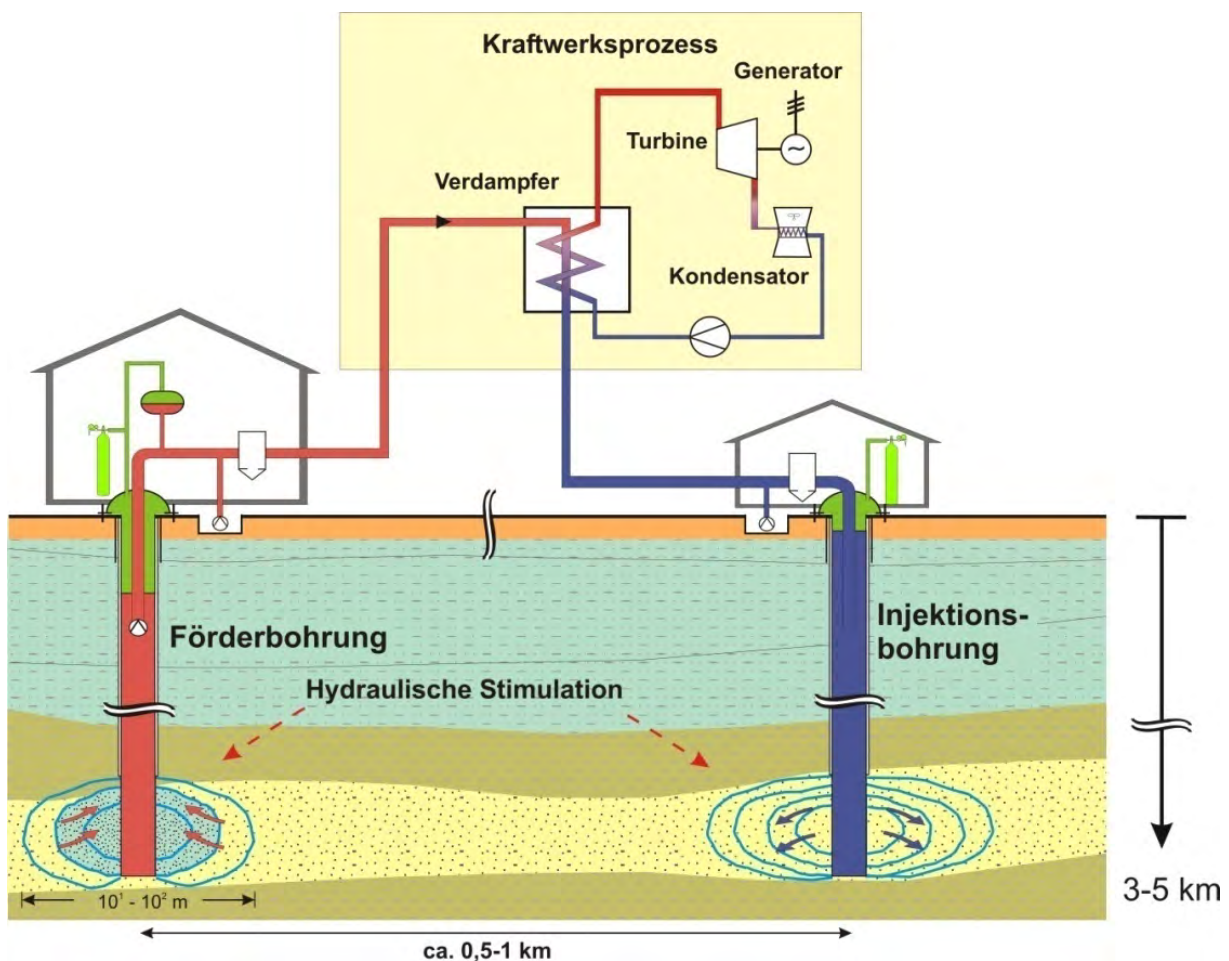


Abb. 4 : Geothermische Stromerzeugung nach dem ORC (Organic Rankine Cycle) Prinzip. Über eine Produktionsbohrung fördert eine Pumpe heißes Tiefenwasser nach oben. Mit der Wärme wird über einen Verdampfer im Kraftwerkskreislauf eine Turbine zur Stromgenerierung betrieben. Der Turbinenkreislauf enthält ein organisches Arbeitsmittel mit einer niedrigen Siedetemperatur (Organic Rankine Cycle). Das abgekühlte Wasser wird über eine Injektionsbohrung (blau) wieder in den Untergrund zurückgeführt. (Quelle: GFZ)

Im bayerischen Unterhaching versorgt seit Juni 2009 eine Kalina-Anlage die Gemeinde mit geothermischem Strom, nachdem bereits seit 2007 Wärme in das örtliche Fernwärmenetz eingespeist wird. Im Vergleich zum ORC-Prozess hat der Kalina-Prozess eine aufwändigere und damit teurere Anlagenkonstruktion. Der Kalina-Kreisprozess arbeitet unter Verwendung von Ammoniak-Wasser als Arbeitsmedium. Die Wärme des Thermalwassers wird an das Arbeitsmedium abgegeben. Der wesentliche Unterschied zum ORC-Verfahren ist die Verwendung eines Gemisches als Arbeitsfluid und dessen Konzentrationsänderungen – Desorption durch die Wärmezufuhr bzw. Absorption durch die Wärmeabfuhr. Desorption und Absorption verlaufen im Gegensatz zum ORC-Prozess nicht isotherm. Dadurch wird eine signifikant bessere Wärmeübertragung von der Niedertemperaturquelle erreicht.

3. Geothermische Reservoirs

Die Nutzung des Untergrundes hängt im besonderen Maße von der effizienten Bewirtschaftung des Reservoirs ab. Dazu muss man das Gesamtsystem aus Bohrung und Reservoir im Untergrund qualitativ und quantitativ verstehen. Mit diesem Verständnis kann man die Prozesse in der Bohrung, im bohrlochnahen Bereich und im Reservoir in Grenzen gestalten.

Man unterscheidet hydrothermale und petrothermale Systeme. Hydrothermale Systeme sind durch existierende nutzbare wasserführende Schichten, so genannte Aquifere, charakterisiert. Bei petrothermalen Systemen wird geothermische Energie aus tiefen Gesteinsschichten unabhängig von den hydraulischen Eigenschaften des Erdwärmeleiters gewonnen. Während die Temperaturverteilung in der Erdkruste durch die Natur vorgegeben ist, können bei petrothermalen Systemen die Zuflussbedingungen zur Bohrung durch ingenieurtechnische Behandlungen, so genannte Engineered Geothermal Systems (EGS)-Technologien, verbessert werden. Enhanced oder auch Engineered Geothermal Systems sind Systeme, die mit produktivitätssteigernden Maßnahmen zur Wirtschaftlichkeit geführt werden (Huenges 2010).

Zu EGS-Systemen gehören auch die früher Hot Dry Rock (HDR) genannten Systeme. Das sind trockene Gesteinsformationen, die übertägig zugeführtes Wasser nutzen. Das Wasser nimmt die Wärme des Untergrundes über die natürlichen oder zuvor durch Stimulation künstlich geschaffenen Wärmetauscherflächen auf und transportiert es an die Oberfläche. EGS-Technologien werden für Standorte entwickelt, an denen die Wirtschaftlichkeit nicht von vornherein gegeben ist. Etwa 95 % des geothermischen Potenzials in Deutschland sind nur mit dieser Technologie erschließbar. Alle dazu notwendigen Systemkomponenten sind zwar prinzipiell verfügbar, arbeiten aber in der Zusammenschaltung oft noch nicht ausreichend zuverlässig und effizient. Da EGS-Systeme weltweit verbreitet sind, sind die Technologien nicht nur in Deutschland für die Geothermienutzung interessant. Sie können auf andere Standorte mit vergleichbaren geologischen Bedingungen übertragen werden und fließen in zukünftige Strategien zur Exploration und Erschließung tiefer sedimentärer geothermischer Systeme ein, insbesondere im Bereich des Zentralen Europäischen Beckens.

Die hydraulische Stimulation (Hydraulic Fracturing), ein in der Erdöl- und Erdgasindustrie gängiges Verfahren, hat sich in den letzten Jahren auch in der Erdwärmenutzung zu einem Schlüsselverfahren entwickelt. Um eine geeignete nachhaltige Thermalwasserproduktion zu erreichen, muss der Gesteinskörper hoch porös und gut durchlässig sein, also einen hohen Anteil hydraulisch verbundener Poren besitzen (Hot Fractured Rock). Allerdings ist in Tiefen mit Temperaturen um 150 °C die natürliche Permeabilität (Durchlässigkeit) der Gesteine meist gering. Sie werden durch Stimulation künstlich aufgebrochen, um eine ungehinderte Wasserzirkulation zu erreichen. Neben der

Erzeugung eines weitreichenden Rissystems wird der Anschluss an Wasser führende Klüfte hergestellt, die von Natur aus bereits vorhanden sind.

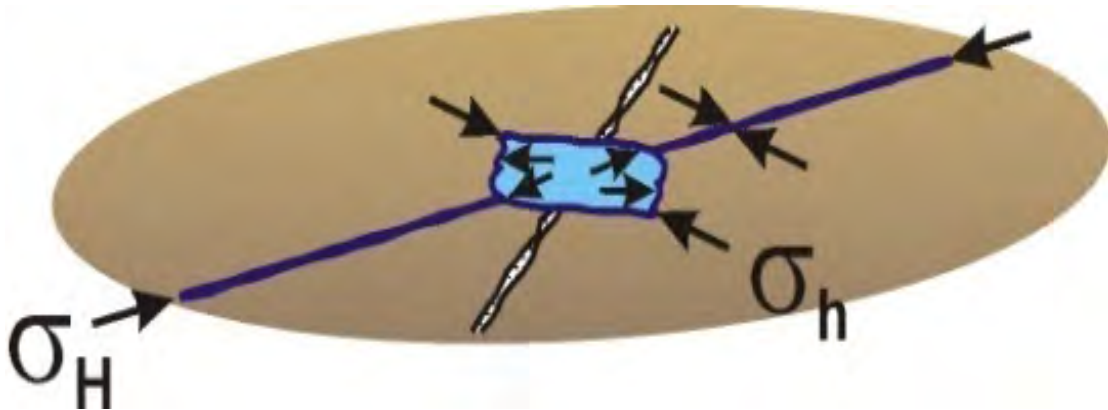


Abb. 5: Draufsicht auf einen Bohrungsquerschnitt mit Ausrichtung eines Zugrisses nach hydraulischer Stimulation σ_H - größte horizontale Spannung und σ_h kleinste horizontale Spannung.

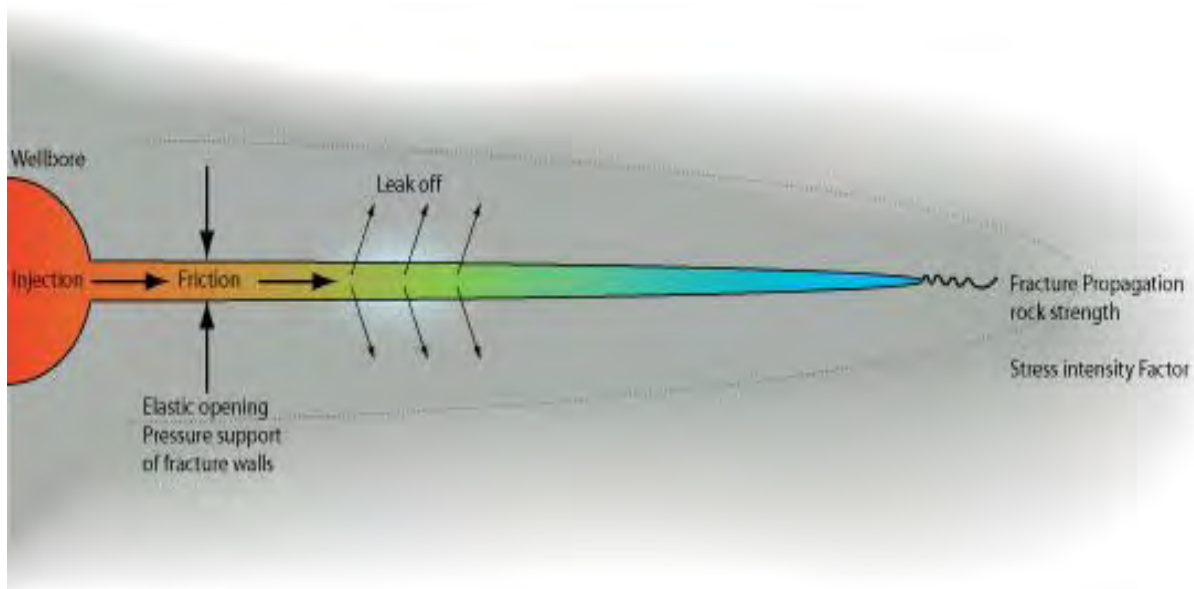


Abb. 6: Draufsicht auf einen Bohrungsquerschnitt bei hydraulischer Stimulation mit einhergehenden Prozessen (Fokker 2007).

Bei der hydraulischen Stimulation wird in kurzer Zeit unter hohem Druck ein Fluid, meist Wasser, über eine Bohrung verpresst. Der Druck des Fluids überschreitet die im Gebirge vorherrschenden Spannungen, erweitert vorhandene Risse im Gestein, verbindet sie und erzeugt neue Klüfte. Falls nötig, wird das Stimulationsfluid zur Sicherung der Rissöffnung mit Stützmitteln versetzt, zum Beispiel mit Keramikkügelchen von etwa 1 mm Durchmesser. Diese lagern sich in den hydraulisch erzeugten Rissen im Gestein ein und halten sie offen, wenn der Druck nachlässt. Durch Stimulation entsteht ein weit verzweigtes Kluftsystem, das dem Thermalwasser neue Fließwege zur Förderbohrung schafft. Es funktioniert sodann als Transportweg und als untertägiger Wärmetauscher mit großer Kontaktfläche.

4. In situ Geothermielabor Groß Schönebeck:

4.1 Effiziente Systemlösungen zur Sicherung eines nachhaltigen Anlagenbetriebes

Die Forschungsarbeiten am Deutschen GeoForschungsZentrum GFZ zur Entwicklung geothermischer Technologien konzentrieren sich seit 2001 auf einen Standort im Nordostdeutschen Becken, das Teil eines großen Sedimentbeckensystems ist, welches sich von Holland bis zu den baltischen Staaten erstreckt.

Zwei über vier Kilometer tiefe Bohrungen erschließen geothermisch interessante Horizonte des Norddeutschen Beckens in Tiefen zwischen 3.900 und 4.300 Metern bei Temperaturverhältnissen um 150 °C. Sie dienen als natürliches Labor für die Durchführung vielseitiger Entwicklungs- und Testprogramme zur Untersuchung geowissenschaftlicher und bohrtechnischer Methoden. Seit 2001 werden hier erfolgreich Serien hydraulischer Experimente und Bohrlochmessungen mit dem Schwerpunkt der kontrollierten Produktivitätssteigerung geothermischer Lagerstätten durchgeführt. Im Mittelpunkt stehen dabei langfristige Problemlösungen für die standortunabhängige Nutzung geothermischer Ressourcen. Der Schwerpunkt liegt auf der Entwicklung technologischer Maßnahmen zur kontrollierten Stimulation verschiedener Gesteinsformationen, um Erdwärme überall dort nutzen zu können, wo sie gebraucht wird.

Bei Stimulationsexperimenten in den Bohrungen Groß Schönebeck im August 2007 wurden 14.000 Kubikmeter Wasser unter hohem Druck in drei verschiedene Horizonte der 4,4 Kilometer tiefen Forschungsbohrung verpresst (Schulte et al. 2010). Bei einer Absenkung des Wasserspiegels in der Bohrung von 500 Metern konnte die Produktivität von 5 auf 50 Kubikmeter pro Stunde erhöht werden. Eine anschließende Bohrlochreinigung mit Salzsäure spülte die Poren und Risse im Gestein frei, so dass die Thermalwasserproduktivität bei gleicher Absenkung nochmals auf 65 bis 75 Kubikmeter pro Stunde gesteigert werden konnte.

Die durchgeführten Maßnahmen führen zu folgenden Schlussfolgerungen:

Die Nachhaltigkeit der Rissöffnung hängt entscheidend davon ab, ob überwiegend Scherrisse oder Zugrisse erzeugt wurden. Die Stimulationsmaßnahmen in Groß Schönebeck haben gezeigt, dass die Hinzugabe von Sand oder Stützmitteln die Nachhaltigkeit der Rissöffnung gewährleistet. Dieses gilt insbesondere für Produktionsbohrungen mit einem reduzierten Formationsdruck bei der Produktion. Für die Durchführung der Stimulationsmaßnahmen ergeben sich verschiedene Optionen zur Beeinflussung des Risswachstums durch Variation der Fließrate, der Dauer der Behandlung und der Verwendung von Fluiden mit unterschiedlichen Viskositäten. Die Optimierung dieser Parameter ermöglicht die Kontrolle des Risswachstums in horizontaler und vertikaler Richtung, und damit einen optimierten Anschluss an das Reservoirgestein.

Über die Entwicklung, Erprobung und Optimierung geothermiespezifischer Methoden und Verfahren soll langfristig mit innovativen Konzepten der Bau wirtschaftlich arbeitender Heizkraftwerke ermöglicht werden. Die Erkenntnisse zur Stimulierbarkeit werden jedoch nicht nur in der Geothermie, sondern generell bei Vorhaben benötigt, die Tiefenfluide fördern oder in denen zu speicherndes Material zusammen mit Fluiden in den Untergrund gebracht wird. So bilden die Ergebnisse auch verwertbare Ansätze für die CO₂-Speicherung.

Neben Stimulationsverfahren wurden in Groß Schönebeck neue Methoden zum speicherschonenden Aufschluss geothermischer Lagerstätten und zum gerichteten Bohren im Speicherbereich angewandt. Geothermiebohrungen stellen eine besondere Herausforderung dar. Die angestrebte Nutzung eines geothermischen Reservoirs über zwanzig bis dreißig Jahre

erfordert einen speicherschonenden Aufschluss und einen sicheren Bohrungsausbau. Dabei werden in der Kohlenwasserstoffindustrie gängige Verfahren berücksichtigt, die Erfahrung zeigt aber, dass diese nicht unverändert auf die Geothermie übertragen werden können. So müssen neue Lösungen für eine geothermiespezifische Spülungs- und Komplettierungstechnik entwickelt werden. Weitere spezielle Zielsetzungen für die Geothermie sind eine minimale Schädigung der Lagerstätte beim bohrtechnischen Aufschluss, der Anschluss maximaler Reservoirzuflussflächen und der langlebige Bohrlochausbau in stark korrosiver Umgebung. Das betrifft z.B. die Bereiche Spüloptimierung, Erhöhung der Bohrgeschwindigkeit und untertägige Messtechnik für den Einsatz von Richtbohrtechnik. Ein schonender Speicheraufschluss minimiert hohe Kosten und Risiken bei der Lagerstättenerschließung und verbessert den Thermalwasserzufluss. Geothermische Lagerstätten können so gezielt für das langfristig angestrebte Nutzungskonzept über 20-30 Jahre vorbereitet und die Thermalwasserproduktivität positiv beeinflusst werden. In Anbetracht der stetig wachsenden Anzahl von Geothermieranlagen liegen hier erhebliche Kosteneinsparungspotenziale.

Mit standortunabhängig anwendbaren Nutzungskonzepten soll langfristig eine breitere Nutzung geothermischer Ressourcen auch außerhalb geothermischer Anomalien ermöglicht werden. Die Untersuchungsergebnisse am Referenzstandort Groß Schönebeck stellen damit die Voraussetzung für eine weiträumige Erschließung des Norddeutschen Beckens mit geothermischen Anlagen dar.

4.2 Ausbau des *In situ* Geothermielabor Groß Schönebeck zur Forschungsplattform

Für den Betrieb geothermischer Anlagen sind alle notwendigen Systemkomponenten verfügbar, es gibt allerdings erst wenige Projekte, in denen die Gesamttechnologie umgesetzt worden ist. Für einen sicheren Betrieb müssen die in den Komponenten ablaufenden Prozesse vertiefend untersucht werden. Sie finden ihre experimentelle Umsetzung in der zur Zeit im Aufbau befindlichen Forschungsplattform im *In situ* Geothermielabor Groß Schönebeck. Industriepartner unterziehen hier Systemkomponenten unter den anspruchsvollen Umgebungsbedingungen des in Groß Schönebeck geförderten hoch salinaren Fluids einem Härtetest und entwickeln sie weiter.

Die geothermische Systemkomponenten werden in einem betriebsnahen Umfeld unter anspruchsvollen Einsatzbedingungen getestet. Wärmeübertrager, Rohrleitungen, Pumpen und Armaturen werden hohen Temperatur- und Druckbedingungen sowie hochsalinaren Fluiden ausgesetzt und für den Langzeiteinsatz in geothermischen Anlagen weiterqualifiziert. Über den interdisziplinären Austausch zwischen Forschung und Industrie soll die Entwicklung anwendungsnaher Komponenten und Werkstoffe im Verbund vorangetrieben werden.

Der Bau des 2011 am Standort geplanten **Forschungskraftwerkes** komplettiert das Gesamtsystem von der Reservoirerschließung bis zur Energiebereitstellung und ermöglicht die ganzheitliche Demonstration geothermischer Stromerzeugung. Die Planung effizienter geothermischer Kraftwerke mit optimierter Nettoleistung muss mit einem ganzheitlichen Planungsansatz erfolgen, der die z.T. gegensätzlichen Einflüsse der einzelnen Anlagenteile (d.h. Thermalwasserkreislauf, Kraftwerkskreislauf, Kühlung) auf die erzeugte Bruttoleistung und den Stromeigenbedarf berücksichtigt.

Dieser fachübergreifende Forschungsansatz stellt eine neue Qualität in der geothermischen Technologieentwicklung dar. Mit effizienten Systemlösungen trägt das Projekt zum verlässlichen Betrieb geothermischer Anlagen und damit zu einer breiteren Nutzung tiefer geothermischer Ressourcen für die Strom- und Wärmeversorgung in

Deutschland bei. Die in Groß Schönebeck entstehende Forschungsplattform für geothermische Technologie wird die qualitative Entwicklung der Lernkurve vorantreiben.

5. Geothermie und Induzierte Seismizität

Stimulationsverfahren machen eine Lagerstätte erst wirtschaftlich nutzbar, haben aber den Nebeneffekt, dass Mikrobeben auftreten können. In geothermisch begünstigten Gebieten wie dem Oberrheingraben ist das natürliche Risiko seismischer Aktivität generell höher einzustufen als z. B. im Norddeutschen Sedimentbecken, wo kaum seismische Aktivität zu erwarten ist. Diese ist bis zu einem gewissen Grad sogar gewollt, weil die Lokalisierung des Mikrobebens hilft, die Wirkung der Wasserinjektion in der Tiefe geometrisch abzubilden. Der Untergrund ist aber komplex und heterogen. Jeder potenzielle Projektstandort erfordert umfangreiche geologische Voruntersuchungen und ein auf den jeweiligen Standort abgestelltes Erschließungskonzept. Besonderes Augenmerk verdient das seismische Monitoring, auf dessen Basis eine seismische Gefahrenabschätzung vorgenommen und Szenarien zur Risikominimierung entwickelt werden können. Bereits diese Voruntersuchungen entscheiden über das Für und Wider eines Projektes.

Im Rahmen des vom GFZ geleiteten EU-Projektes **GEISER (Geothermal Engineering Integrated Mitigation of Induced Seismicity in Geothermal Reservoirs)** entwickelt das GFZ in Kooperation mit Partnern aus Frankreich, Niederlande, Schweiz, Norwegen, Island und Italien Instrumente für Standorte mit einem erhöhten seismischen Risiko, die eine verlässliche Risikoabschätzung möglich machen. Dabei geht es um die Standortentscheidung: Wenn eine Lagerstätte keine sichere Geothermienutzung zulässt, muss ein anderer Standort gefunden werden, da kann ihr Erdwärmepotenzial noch so vielversprechend sein. Die Analyse induzierter Seismizität geothermischer Reservoirs verteilt über ganz Europa, das Verständnis der Geomechanik und der Prozesse bei induzierter Seismizität sowie die Einschätzung der Konsequenzen und die Entwicklung von Strategien zur Handhabung induzierter Seismizität sind die wesentlichen Zielstellungen.

6. Forschungsbedarf

Auf Grund des großen und noch weitgehend unerschlossenen geothermischen Potenzials werden *Enhanced Geothermal Systems (EGS)* in den letzten Jahren als besondere Option gesehen. Jedoch sind die Technologien zur Nutzung von EGS gegenwärtig noch nicht marktreif. Notwendige Schlüsselkomponenten von EGS-Anlagen, die hauptsächlich andere Anwendungen haben, z.B. zur Gewinnung von Kohlenwasserstoffen, sind bereits etabliert. Jedoch weisen diese für die Randbedingungen in EGS-Anlagen noch ein erhebliches technisches Verbesserungspotenzial auf. Die vergleichsweise hohen Kosten der verfügbaren Bohr-, Stimulations- und Fördertechnologien erschweren diese Entwicklung. Der bislang ausstehende Nachhaltigkeitsnachweis für EGS-Systeme ist ein weiteres Entwicklungshemmnis.

Aufgrund des noch frühen Standes der EGS-Technik gilt es, die F&E-Ansätze und bisherigen Erfolge zukünftig in adäquaten Programmen nicht nur fortzuschreiben, sondern auszuweiten. Das Ziel müssen kosten- und risikosenkende sowie produktivitätssteigernde Weiterentwicklungen vor allem im Bereich der Lagerstättenerschließung sein. Diese Weiterentwicklungen gilt es an verschiedenen Standorten in Deutschland mit unterschiedlichen geologischen Bedingungen zu demonstrieren, um so den Nachweis einer nachhaltigen und effizienten Energiebereitstellung mit dem Einsatz von EGS zu erbringen.

Zusätzlich müssen europaweite F&E-Aktivitäten und nationale Förderprogramme und Kompetenzen zukünftig stärker zusammengeführt und vernetzt werden. Um zuverlässige und langfristige Erfolge in der geothermischen Technologieentwicklung zu erzielen, muss Planungssicherheit für langfristig ausgerichtete F&E-Vorhaben und investierende Unternehmen geschaffen werden.

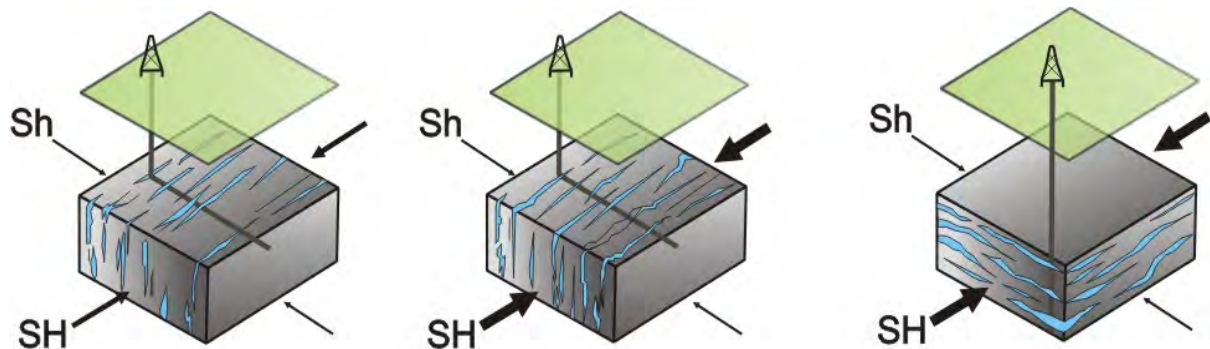


Abb. 7: Lagerstättenerschließung in verschiedenen Tektonischen Settings. SH und Sh sind größte und kleinste horizontale Hauptspannung (Bruhn et al. 2010).

Forschungsbedarf, insbesondere für eine weitere Entwicklung der EGS, besteht schwerpunktmäßig in folgenden Bereichen:

- Die Erfahrungen aus der Kohlenwasserstoff-Exploration müssen für die Exploration von EGS modifiziert werden. EGS erfordern mehr Kenntnis über Kluft- und Störungssysteme und deren Verhalten unter besonderer Berücksichtigung der Wasserführung und des In-situ Spannungsfeldes. Entwicklung von Methoden zur Erkundung des Spannungsregimes im engeren und weiteren Umfeld eines geplanten EGS-Projekts sollten mit dem Ziel durchgeführt werden, notwendige Stimulationsmaßnahmen zu optimieren und das Risiko induzierter Seismizität zu senken.
- Mit innovativen Bohrtechnologien und -strategien muss eine Reduktion der Bohrkosten erreicht werden. Im Mittelpunkt stehen dabei die Erhöhung der Lebensdauer von Bohrwerkzeugen, die Reduktion vom Energie- und Materialverbrauch einer Bohrung, für EGS spezielle Komplettierungssysteme mit langer Lebensdauer und speicherschonende Aufschlussverfahren. Die Weiterentwicklung der Exploration und damit die bessere Charakterisierung der lokalen geologischen Gegebenheiten werden ebenfalls zur Minderung des Bohrrisikos und damit zur Kostensenkung beitragen. Ein nationales EGS-Bohrprogramm kann diese Entwicklung ganz gezielt vorantreiben.
- Die technische Realisierbarkeit von EGS oder eines petrothermalen Systems muss in den nächsten Jahren an repräsentativen Standorten (mittlere Tiefe, hohe Temperatur, geringe natürliche Reservoirproduktivität) von der Exploration bis zur Energiebereitstellung mit einer Pilotanlage ganzheitlich demonstriert werden. Das Ziel bei der Weiterentwicklung von Maßnahmen zur Reservoirstimulation muss es sein, eine nachhaltige sowie bedarfsgerechte und somit weitgehend planungssichere Produktivität der Lagerstätte sicherzustellen. Die Realisierung muss eine Optimierung der obertägigen Umwandlungstechnologien (Wärme, Kälte, Strom) an den Pilotstandorten mit einschließen. Im Anschluss sollten die gewonnenen Erkenntnisse auf andere Standorte übertragen und dort mit Demonstrationsanlagen umgesetzt werden.

- Die verstärkte Geothermienutzung erfordert in vielen Teilgebieten noch wesentliche geowissenschaftliche Grundlagenforschung. Das Verständnis der Fluid-Gesteins-Wechselwirkung in Verbindung mit der Hydromechanik der Reservoire bildet die Basis für das Ingenieurwesen zur Nutzung geothermischer Systeme, also dem Reservoirmanagement im weiten Sinne. Erkenntnisorientierte Forschung wird in Zukunft verstärkt interdisziplinär, zum Beispiel in der Zusammenarbeit von Geologen und Ingenieuren, stattfinden müssen.

7. Ausblick

Nach dem im Mai 2009 vom Bundeskabinett verabschiedeten Geothermie-Bericht sollen in Deutschland bis zum Jahr 2020 etwa 280 Megawatt Leistung zur geothermischen Stromerzeugung installiert sein. Bei einer Leistung von etwa fünf Megawatt pro Kraftwerk entspricht dies mehr als fünfzig Kraftwerken. Sie haben zusammen das Potenzial, rund 1,8 Milliarden Kilowattstunden Strom und zusätzlich 3,4 Milliarden Kilowattstunden Wärme pro Jahr zu erzeugen. Im Bereich der Wärmeerzeugung ohne Stromproduktion wird erwartet, dass 2020 zudem 4,8 Milliarden Kilowattstunden Wärme aus Anlagen der Tiefen Geothermie erzeugt werden können. Nach 2020 wird mit einer Beschleunigung des Wachstums und einer installierten elektrischen Leistung von 850 Megawatt bis 2030 gerechnet.

Daher muss die Forschung in der Geothermie auf sichere und effiziente Systemlösungen ausgerichtet sein. Dazu gehören auch die Sicherstellung eines nachhaltigen Thermalwasserkreislaufes sowie die Optimierung der übertägigen Umwandlungstechnologien (Strom, Wärme, Kälte). Schwerpunktmäßig sollten diejenigen Technologien gefördert und weiterentwickelt werden, die sich auf die Nutzung der Erdwärme in Gebieten mit normalen Temperaturgradienten konzentrieren und nicht auf geothermische Anomalien (Hochenthalpie-Lagerstätten, Vulkangebiete) beschränkt sind. Damit wird diese Technologie weltweit auf viele andere Standorte übertragbar und exportfähig.

Der gerade begonnene Aufbau einer Forschungsstruktur in nationalen und internationalen Netzwerken muss fortgesetzt werden, und Deutschland muss seine führende Rolle in EGS-Technologie festigen. Die Entwicklung in dieser Forschung muss durch nachhaltig finanzierte Projekte verstetigt werden.

Die breite Etablierung der Nutzung geothermischer Energie sowohl im Wärme- (Kälte-) als auch im Strommarkt wird enorme volkswirtschaftliche Effekte haben. Zunächst wird verstärkt krisensichere heimische Energie nachhaltig und umweltfreundlich verfügbar, die teure und unsichere Importe fossiler Energieträger ersetzt. Dabei ist im Energiemarkt eine weitgehende Einstellung des Verbrauchs von Brennstoffen schon mittelfristig denkbar. Der Ausbau der Geothermie führt auch zu positiven Effekten in der Serviceindustrie mit vielen neuen Arbeitsplätzen, und nutzt den Anlagenbetreibern mit planungssicheren Energieangeboten. Die Qualifizierung geothermischer Systemkomponenten macht forschungsnahe Industrie attraktiv für den Export, wie es weltweite Anfragen derzeit schon anzeigen.

Literatur

Bertani, R., 2010. World Update on Geothermal Electric Power Generation 2005-2009. Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, April 25-30, 2010.

Bloomfield, K.K., J.N. Moore, and R.N. Neilson, 2003. Geothermal energy reduces greenhouse gases. Geothermal Resources Council Bulletin, Vol. 32, No. 2, pp. 77-79. (ISSN 01607782)

Bruhn, T., A. Mandela, F. Vuataz, J. Faulds, I. Moeck, K. Erbas (2010). Exploration methods, In: Geothermal energy systems – Exploration, development and utilization. 1st. edition. E. Huenges (editor). Wiley-VCH, Berlin. 2010, pp. 37-111. (ISBN: 978-3527408313)

P. Fokker (2007) Hydraulic fracturing in the hydrocarbon industry, in C. Baujard & T. Kohl (Hrsg.): Proceedings of the Engine Workshop 3 “Stimulation of Reservoir and Induced Microseismicity”, 29 June – 1 July 2006, Zurich, Switzerland.

Frick, S., G. Schröder, and M. Kaltschmitt, 2010. Life cycle analysis of geothermal binary power plants using enhanced low temperature reservoirs. Energy, Vol. 35, Issue 5, pp. 2281-2294. (ISSN: 0360-5442)

Goldstein, B.A., G. Hiriart, J.W. Tester, R. Bertani, C.J. Bromley, L.C. Gutiérrez-Negrín, E. Huenges, A. Ragnarsson, M.A. Mongillo, H. Muraoka, and V.I. Zui, 2011. Great expectations for geothermal energy to 2100. Submitted to the Stanford Workshop of Geothermal Reservoir Engineering 2011.

Hamza, V.M., R.R. Cardoso, and C.F. Ponte Neto, 2008. Spherical harmonic analysis of earth's conductive heat flow. International Journal of Earth Sciences, Vol. 97, No. 2, pp. 205-226. (DOI: 10.1007/s0).

Huenges, E., 2010. Geothermal energy systems – Exploration, development and utilization. 1st. edition. E. Huenges (editor). Wiley-VCH, Berlin. June, 2010, 486 pp. (ISBN: 978-3527408313).

Schulte, T., G. Zimmermann, F. Vuataz, S. Portier, T. Tischner, R. Junker, R. Jatho, and E. Huenges (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. Ernst Huenges
International Center for Geothermal Research
Deutsches GeoForschungsZentrum - GFZ
D-14473 Potsdam, Germany
huenges@gfz-potsdam.de

Energie aus Biomasse – Perspektiven für Europa

Daniela Thrän^{1,2}, Katja Bunzel¹, Alexander Krautz¹

¹Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ), www.dbfz.de

²Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung (UFZ), www.ufz.de

1. Einleitung

Unter Biomasse versteht man die gesamte Masse an organischer Materie der Pflanzen und Tiere sowie deren Stoffwechselprodukte wie z. B. Gülle. Im weiteren Sinne können unter Biomasse auch Stoffe verstanden werden, die durch technische Umwandlung oder durch eine stoffliche Nutzung von pflanzlicher oder tierischer Masse entstanden sind (wie z. B. Schlachthofabfälle, organischer Hausmüll).

Für Biomasse gibt es vielfältige Nutzungsoptionen nicht nur als Nahrungs- und Futtermittel sondern auch als Rohstoff für die stoffliche und energetische Nutzung. In der Vergangenheit standen einer effizienten Nutzung von Biomasse im Energiebereich oft ihre niedrige Energiedichte, das regional verteilte Aufkommen sowie die heterogenen Rohstoffqualitäten im Wege. Mit der Entwicklung entsprechend angepasster Verfahren gewinnt die energetische Verwendung von Biomasse (Bioenergie) jedoch zunehmend an Bedeutung. Hierfür steht eine große Bandbreite an Rohstoffen zur Verfügung (siehe Abb. 1).



Abb.1: Verschiedene Biomasseressourcen (DBFZ)

Im April 2009 verabschiedete die Europäische Union (EU) eine neue Richtlinie über erneuerbare Energien, deren Ziel es ist, den Anteil erneuerbarer Energien in der EU auf 20 % zu steigern [1]. Im Gesamtziel der EU ist ebenfalls ein 10 %-tiger Anteil von Biokraftstoffen am Gesamtkraftstoffverbrauch im Verkehrswesen mit eingeschlossen. In 2007 lag der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch der EU-27 bei ca. 7,8 % [2]. Abb. 2 zeigt für 2007 die Primärenergieproduktion aus erneuerbaren Energien (EE) der 27 EU-Mitgliedstaaten. Deutschland ist europaweit das Land mit der größten Primärenergieproduktion aus erneuerbaren Energien (ca. 20 % der EU-Primärenergieproduktion aus EE). Unter den erneuerbaren Energien stellt Bioenergie europaweit das Rückgrat dar (rund 70 % der EE), wobei Biomasse hauptsächlich (zu 90 %) der Wärme- und Stromproduktion dient (siehe Abb. 2).

Die energetische Nutzung von Bioenergie verfolgt verschiedene Ziele: Zugang zu Energie und Erhöhung der Versorgungssicherheit, Klimaschutz, Erhaltung der Biodiversität, lokaler Umweltschutz, Armutsbekämpfung, Entwicklung ländlicher Räume und neuer Absatzpotenziale für land- und forstwirtschaftliche Produkte, Reststoffe und Nebenprodukte sowie eine Vorreiterrolle bei der Entwicklung neuer Technologien. Diese Ziele sind teilweise widersprüchlich und werden – je nach gesellschaftlichen Rahmenbedingungen

(Ölpreisentwicklung, Gasversorgung aus Russland, Klimaereignisse etc.) - unterschiedlich gewertet.

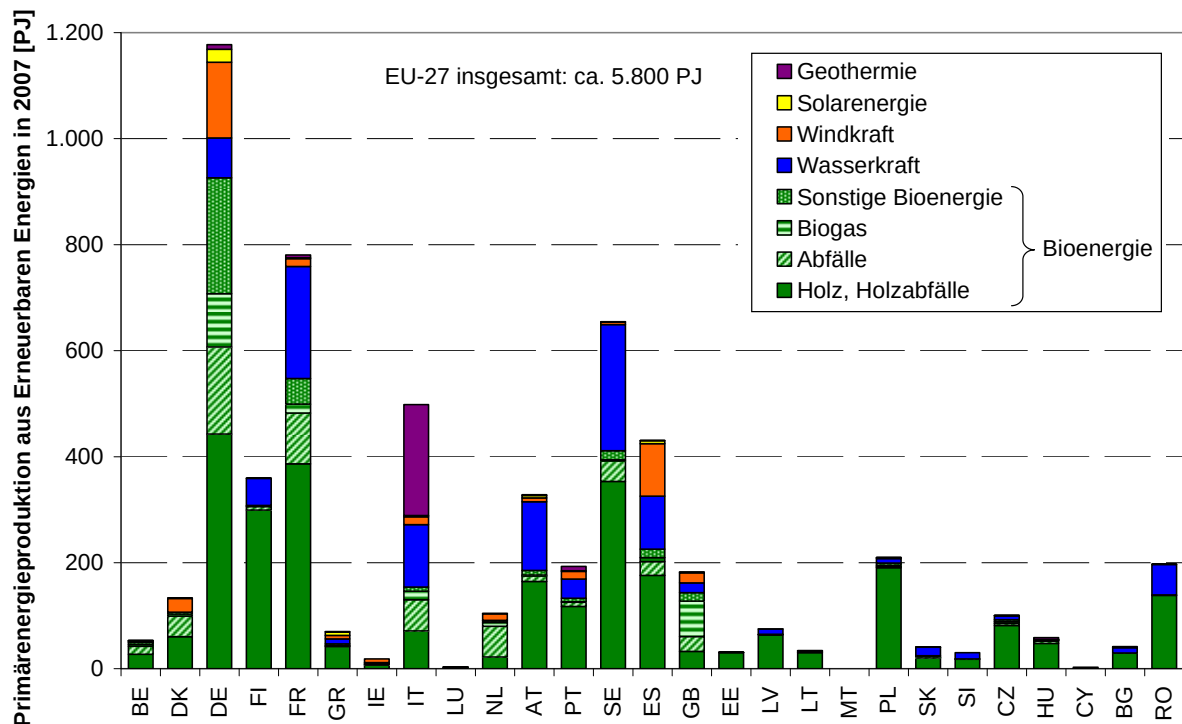


Abb. 2: Struktur der Primärenergieproduktion aus Erneuerbare Energien der EU-Mitgliedsstaaten in 2007 (DBFZ nach [2])

2. Biomassepotenziale – Rohstoffe und Einflussfaktoren

Zur Abschätzung des möglichen Beitrags der Biomasse am Energiemarkt dient das Biomassepotenzial. Als Zielgröße gibt dieses z. B. an, welche Anbauflächen für Energiepflanzen oder Biomasse in einer Region zur Verfügung stehen. Während die Potenziale von Reststoffen sich künftig wohl nur sehr langsam verändern werden, unterliegen die Potenziale für Energiepflanzen einer wesentlich stärkeren Dynamik. In Deutschland und Europa wird die Entwicklung der Flächenpotenziale für den Energiepflanzenanbau einhellig als steigend erwartet, wobei das genaue Ausmaß nur schwer prognostizierbar ist, da sie in starkem Masse von der globalen Entwicklung abhängt.

Derzeit gibt es auf der Erde ca. 5 Mrd. ha Agrarfläche, wovon 3,5 Mrd. ha Weideland und 1,5 Mrd. ha Ackerland sind. Bereits heute werden auf ca. 30 Mio. ha Pflanzen speziell zur energetischen Nutzung (Energiepflanzen) angebaut, vor allem für die Erzeugung von Biokraftstoffen [3]. Rechnet man die bisher weltweit definierten Biokraftstoffziele hoch, resultiert für 2020 ein globaler Flächenbedarf von ca. 120 bis 250 Mio. ha.

Den bisher veröffentlichten globalen Potenzialstudien liegen sehr unterschiedliche Methoden zugrunde, und die Ergebnisse variieren stark. Die große Spannweite an globalen Potenzialerwartungen ergibt sich zum größten Teil infolge der unterschiedlich bewerteten Flächenpotenziale für den Energiepflanzenanbau. So wuchs die landwirtschaftlich genutzte Fläche in den letzten vier Jahrzehnten um ca. 500 Mio. ha an, und bis 2020 könnten weitere bis

zu 500 Mio. ha in Kulturland umgewandelt werden [4], [5]. Weitere unsichere Faktoren sind die zukünftigen Ertragssteigerungen in der konventionellen Landwirtschaft (Steigerung der globalen Produktivität in den letzten Jahren weltweit um etwa 1 %/a) sowie die weitere Ausdehnung des ökologischen Landbaus (z. Zt. ca. 32 Mio. ha, +5%/a) und der Naturschutzflächen (derzeit ca. 12 % der Landoberfläche) [6], [7]. Wie viel landwirtschaftliche Flächen für die energetische Biomasseproduktion genutzt werden können, hängt zudem von der zukünftigen Bevölkerungsentwicklung (z. Zt. +1,2 %/a, [8]) sowie der Art und Umfang des spezifischen Nahrungsmittelverbrauchs ab. Auch die Entwicklung der Nahrungsmittelnachfrage auf dem Weltmarkt sowie der Nachfrage nach Rohstoffen zur stofflichen Nutzung (z. B. Faserpflanzen, Arzneipflanzen, Stärkerohstoffe) beeinflussen die verfügbaren Flächen. Als letzter Punkt spielt auch die Art und das Regime des Energiepflanzenanbaus eine wichtige Rolle. Je nach angebauter Energiepflanzenart kann der Flächenenertrag zwischen 50 bis 250 GJ/a liegen. Ein wesentliches aber schwer quantifizierbares Potenzial stellt der Energiepflanzenanbau auf degradierten Flächen dar (weltweit bis zu 800 Mio. ha landwirtschaftlicher Nutzfläche), dessen generelle Einordnung jedoch aufgrund des sehr breiten Spektrums an Bodenqualität, Ertragserwartungen, Vornutzungen etc. nur schwer möglich ist [9], [10], [11]. Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass der Energiepflanzenbau Teil der generellen Debatte um die künftige Agrarproduktion (u. a. Leistungsfähigkeit, Innovationspotenzial und Nachhaltigkeit) ist.

In Abb. 3 sind für Europa die Biomasseherkunft und der Brennstoffeinsatz in 2007 dem technischen Brennstoffpotenzial 2010 gegenübergestellt. Das technische Potenzial wurde 2007 also weniger als zur Hälfte genutzt. Die größten Potenziale weisen die sogenannten trockenen Energiepflanzen (z. B. Raps, Getreide, Sonnenblumen) sowie Wald(rest)holz auf.

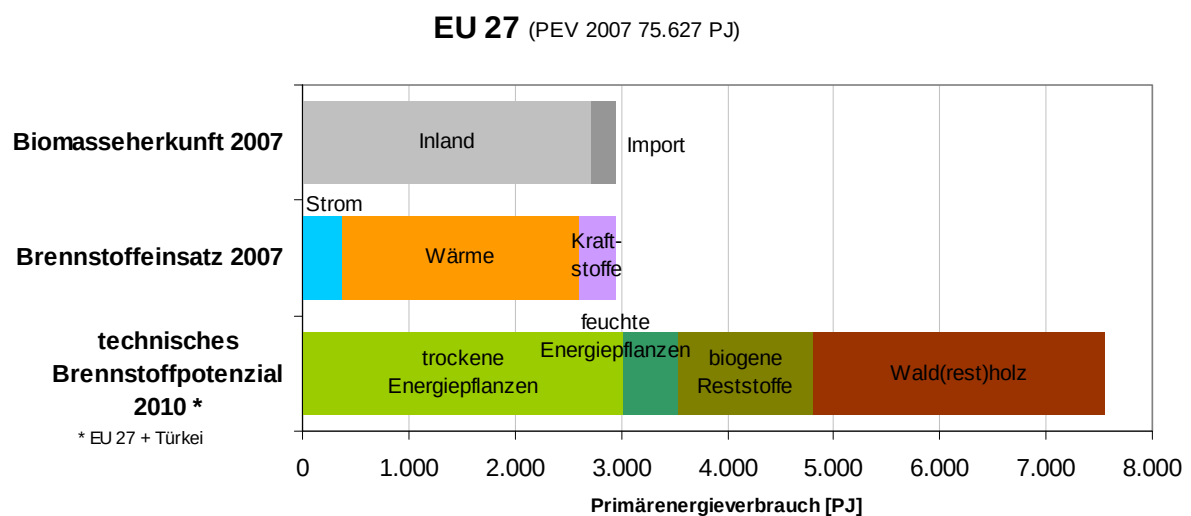


Abb. 3: Biomassenutzung und –herkunft EU-27 (Quelle: DBFZ)

3. Bioenergie-Technologien

Die Bereitstellung von Bioenergie erfolgt durch eine mehrstufige Bereitstellungskette, die mit der Produktion der Energiepflanzen bzw. der Verfügbarmachung von Rückständen, Nebenprodukten oder Abfällen beginnt und über verschiedene Aufbereitungs-, Lagerungs- und Transportschritte sowie ggf. weitere technische Umwandlungsprozesse zur Bereitstellung eines

Sekundärenergieträgers führt, durch dessen Verbrennung dann die letztlich gewollte End- bzw. Nutzenergie bereitgestellt werden kann (siehe Abb. 4).

Die Umwandlung der Biomasse in feste, flüssige oder gasförmige Sekundärenergieträger mit definierten verbrennungstechnischen Eigenschaften ist – außer durch mechanische Prozesse z. B. zur Herstellung biogener Festbrennstoffe mit definierten Eigenschaften wie u. a. Stückholz oder Pellets – wie folgt möglich:

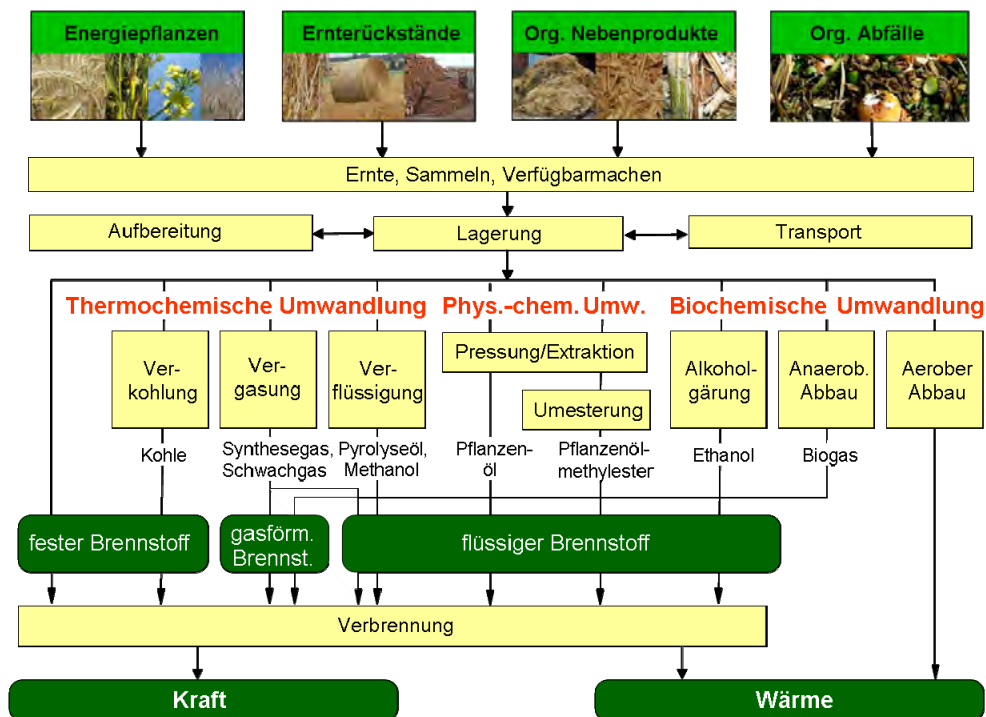


Abb. 4: Übersicht über die möglichen Nutzungspfade von Biomasse (DBFZ nach [12])

- **Thermo-chemische Verfahren:** Die Biomasse (hauptsächlich biogene Festbrennstoffe) wird bei hohen Temperaturen thermisch zerstört. Zu diesem Zweck werden die besten Biobrennstoffe unter definierten Bedingungen (Druck, Temperatur etc.) mit einem Vergasungsmittel (z. B. Luft, Wasser) versetzt und dadurch in Sekundärenergieträger wie Holzkohle, Pyrolyseöl oder Produktgas umgewandelt. Während Holzkohle und Pyrolyseöl bisher aus energetischer Sicht nur eine begrenzte Anwendung gefunden haben (z. B. Holzkohle im Freizeitbereich), sind die Einsatzmöglichkeiten für ein brennbares Produktgas vielfältiger.
- **Physikalisch-chemische Umwandlung:** Sie wird eingesetzt, um aus ölhaltigen Biomassen (z. B. Rapssaat) flüssige Bioenergieträger herzustellen. Dazu wird das Öl durch ein mechanisches Pressen und/oder eine Extraktion aus der Saat abgetrennt. Das Pflanzenöl ist sowohl im Reinform als auch nach einer Umwandlung (Umesterung) zu Pflanzenölmethylester (Biodiesel) energetisch nutzbar.
- **Bio-chemische Umwandlung:** Die Umwandlung der Biomasse erfolgt hierbei durch den Einsatz von Mikroorganismen und damit auf der Basis biologischer Prozesse.
 - Bei der alkoholischen Gärung wird zucker-, stärke- und cellulosehaltige Biomasse (Getreide, Zuckerrüben, künftig ggf. auch Stroh) in Ethanol überführt,

der als Reinalkohol oder als Zumischkomponente zu Otto- oder Dieselmotoren eingesetzt werden kann.

- o Bei der anaeroben Vergärung wird organisches Material von Mikroorganismen zu Biogas (ca. 60 % Methan und rund 40 % Kohlendioxid) umgewandelt. Dieses Gas kann in Blockheizkraftwerken (BHKW's) zur Strom- und Wärmeerzeugung und – nach einer Aufbereitung – auch in gasbetriebenen Kraftfahrzeugen eingesetzt werden. Verarbeitet werden organische Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle (vornehmlich Gülle) aber auch Energiepflanzen wie z. B. Maissilage.
- o Beim aeroben Biomasseanbau (Kompostierung) wird Wärme freigesetzt, die grundsätzlich nutzbar gemacht werden kann. Diese Option ist aber aus Kosten- und Praktikabilitätsgründen bisher nicht relevant.

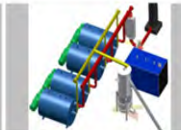
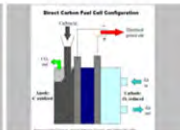
	Bioethanolanlage	Biodieselanlage	Blockheizkraftwerk	Biogasanlage	Heizwerk	Pelletheizung/-ofen
heute						
						
	400.000 t/a	250.000 t/a	200.000 t/a	16.000 t/a	750 t/a	1-5 t/a
	Biomass to Liquid (BtL)	Bioethanol (Lignozell.)	Bio-SNG	Vergasung	Stirlingmotor	Brennstoffzelle
zukünftig						
						
	1.000.000 t/a	780.000 t/a	200.000 t/a	20.000 t/a	5.000 t/a	1-3 t/a

Abb. 5: Technologien der Biomassenutzung heute und zukünftig ([13])

Die Bandbreite der Konversionstechnologien ist enorm (siehe Abb. 5). So wurden z. B. alleine in Deutschland in den letzten Jahren mehrere Millionen Einzelfeuerstätten, einige 100.000 Zentralheizungen und Heizwerke, ca. 4.700 Biogasanlagen und über 250 Biomasseheizkraftwerke gebaut [14], [15], [16]. Diese Technologien haben technisch noch ein deutliches Potenzial zur Weiterentwicklung. So werden beispielsweise bei der Biogasgewinnung Steigerungen von 20 – 70 % erwartet. Bei der Verbrennung sind ca. 10 – 15 % Nutzungsgraderhöhung möglich. Hohe Nutzungsgrade versprechen auch integrierte Konzepte wie Kraft-Wärme-Kopplung und Polygeneration (d. h. die gekoppelte Erzeugung von Wärme, Strom sowie gasförmigen und/oder flüssigen Energieträgern). Entwicklungsspielraum besteht außerdem bei der Aufbereitung und Verwertung von Abfällen, Rückständen und Nebenprodukten. Diese bieten Kosten- und Umweltvorteile und sollten gezielt und umfassend erschlossen werden.

Noch in der Erprobung hingegen befinden sich beispielsweise Verfahren zur Bereitstellung von Ethanol aus Lignozellulose und synthetischen Biokraftstoffen. Kurzfristig gute Möglichkeiten zur Markteinführung bietet die Bereitstellung von Biomethan und dessen

Einspeisung ins Erdgasnetz. Mittel- bis langfristige Technologiekonzepte basieren größtenteils auf holzartigen Biomassen und sind gekennzeichnet durch teilweise deutlich höhere Kapazitäten (und daraus folgend einen höheren Rohstoffbedarf) als die heute bereits verfügbaren Anlagen. Letzteres erfordert sehr hohe Investitionssummen sowie aufgrund der Größe der Technologie einen mehrstufigen up-scaling-Prozess, wodurch die abschließende Entscheidung über Markteintritt dieser neuen Technologien teilweise nicht vor 2013 bis 2015 zu erwarten ist. Selbst unter der Annahme einer rückschlagfreien Technologieimplementierung werden synthetische Biokraftstoffe voraussichtlich erst nach 2020 nennenswert zur Kraftstoffversorgung beitragen können.

Für die zukünftige Integration der erneuerbaren Energien im Energiesystem stellen die Stromnetze den Flaschenhals dar. Deren Aus- und Umbau kann mit dem rasanten Zubau der erneuerbaren Energien kaum Schritthalten. Im Vergleich zu den anderen erneuerbaren Energien kann die Bioenergie aufgrund der Speicherfähigkeit der Bioenergieträger flexibel bereitgestellt werden, wobei sich die Möglichkeiten je nach Bioenergieträger, Anlagengröße, den eingesetzten Substraten sowie den jeweiligen Anlagenkonzepten zum Teil erheblich unterscheiden. Eine anpassungsfähige Fahrweise von Strom erzeugenden Bioenergieanlagen kann die Belastung auf die Stromnetze reduzieren und somit den weiteren Ausbau der EE unterstützen.

KWK-Anlagen, die gasförmige Bioenergieträger nutzen, sind in der Regel vergleichsweise flexible. Bei entsprechenden Anlagenkonzepten können diese Anlagen im Rahmen der prognostizierten Last Ausgleichsenergie bereitstellen. Bei einer flexibel stromgeführten Anlage sinkt in erster Näherung tendenziell der Wärmenutzungsgrad, wenn keine Investitionen in einen Wärmespeicher getätigt werden. Bei Biogasanlagen sind der flexiblen Bereitstellung durch die Größe des Gasspeichers, der Menge des kontinuierlich produzierten Gases und der Motorgröße, Grenzen gesetzt. Bei Biomethan betriebenen Anlagen ist eine zentrale Nutzung direkt in den Bedarfszentren möglich. Die Flexibilität ist tendenziell höher, da das Gasnetz als großer Speicher fungiert. Durch den Transport von Biomethan im Gasnetz bis in die Bedarfszentren wird zudem der Bedarf an Kapazitäten im Übertragungsnetz reduziert. Somit können die Stromnetze bei hohen Lastnachfragen bzw. bei einer großen Einspeisung nicht flexibler erneuerbarer Energien entlastet werden. Zusätzlich sind in den Bedarfszentren häufig bessere Wärmekonzepte möglich.

4. Fragen der Nachhaltigkeit

Da die verstärkte energetische Nutzung von Biomasse erklärtes Ziel der deutschen und europäischen Klimaschutzpolitik ist, wird es in den nächsten Jahren zu einer starken Ausbaudynamik der energetischen Biomassenutzung kommen. Bereits heute zeigt sich jedoch, dass die Biomasseressourcen nicht unbegrenzt vorhanden sind und es zu direkten Konkurrenzen bei Biomasseangebot und -nachfrage, aber auch zu Nutzungs- und Flächenkonkurrenzen um die entsprechenden Ressourcen kommen kann. Beispielhaft dafür stehen die zunehmende energetische aber auch stoffliche Nutzung des Rohstoffes Waldholz sowie im internationalen Kontext mögliche Konkurrenzen zwischen Nahrungsmittelversorgung und Biokraftstoffproduktion („Teller-Tank-Debatte“). Auch kommt es insbesondere bei der Energiepflanzenproduktion zu Eingriffen in die Landschaft, was zu Umweltbeeinträchtigungen führen kann.

Vor dem Hintergrund der Biomassekonkurrenzen und den Forderungen nach einer nachhaltigen Bereitstellung und Nutzung von Bioenergie stellt sich die Frage nach geeigneten Nachhaltigkeitskriterien, deren Wirksamkeit zur Vermeidung von Biomassekonkurrenzen und

deren Effekte auf die Bioenergienutzung. Dabei müssen die Nachhaltigkeitsaspekte auf allen Ebenen der Bioenergieproduktion berücksichtigt werden (siehe Abb. 6):

- **Landnutzung:** Die Flächen für die Energiepflanzenproduktion müssen im Sinne einer nachhaltigen Landnutzungspolitik abgestimmt sein und dürfen nicht zu ökologischen und sozialen Nachteilen führen; sicher zu stellen ist u. a. der Schutz von wertvollen Lebensräumen und von Grundrechten.
- **Biomasseanbau:** Bei der Bereitstellung der Biomasse sollten zum einen Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle gezielter und umfassender erschlossen werden, weil diese günstigere Klimagaseffekte zeigen und in der Regel nicht in Konkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion stehen. Für Energiepflanzen müssen die Anbausysteme weiter angepasst werden, damit zum einen die Aufwendungen und Klimagasemissionen gering gehalten werden und zum anderen auch möglichst wenig andere negative Umwelteffekte auftreten.
- **Biomassekonversion:** Bei der Bereitstellung der Bioenergieträger muss ein Mindestmaß an Klimagaseinsparungen gegenüber den fossilen Systemen sichergestellt werden. Dies kann erreicht werden durch effiziente Umwandlungstechnologien und die Vermeidung von Klimagasleckagen - z. B. durch unkontrollierte Methanemissionen. Alle unterschiedlichen Nutzungspfade (Strom, Wärme, Kraftstoff) müssen sich den Anforderungen der Klimagaseffizienz in gleichem Maße stellen.
- **Nutzung von Bioenergie:** Biomasse ist auf der Erde nur begrenzt vorhanden; deshalb muss sie effizient genutzt werden. Die Nutzung von Bioenergie muss daher Hand in Hand gehen mit wirkungsvollen Maßnahmen zur Energieeinspeisung.



Abb. 6: Biomassekonkurrenzen und Ansatzpunkte für eine nachhaltige Bioenergienutzung entlang der Bioenergiebereitstellungskette (DBFZ nach [17])

Wenn es gelingt, diese unterschiedlichen Ebenen angemessen zu gestalten, können ein nachhaltiger Ausbau der Biomassenutzung im Sinne einer klimafreundlichen Energieversorgung erreicht werden und ungewollte Nutzungskonkurrenzen im Bereich der Flächen und der Biomasse vermieden werden.

Mit zunehmender Nachfrage nach bestimmten Bioenergieträgern und Technologieverfügbarkeit werden auch die internationalen Märkte an Bedeutung gewinnen. Nennenswerte Handelsströme sind hier für Bioenergieträger mit hoher Energiedichte wie z. B. Biodiesel, Bioethanol oder Biokraftstoffe der zweiten Generation zu erwarten. Die nachhaltige Gestaltung dieser Märkte wird daher europaweit mit Nachdruck verfolgt. Erste Nachhaltigkeitsanforderungen sind in der Europäischen Richtlinie für Erneuerbare Energien (siehe Abb. 7) bzw. deren Umsetzung in der deutschen Gesetzgebung festgelegt (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung und Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung) [18], [19], [20]. Die Einhaltung dieser Nachhaltigkeitskriterien ist maßgeblich für die Bewertung der Erreichung nationaler Ziele, der Einhaltung von Nutzungspflichten und der Möglichkeiten der Förderung von Biokraftstoffen. Die EU-Richtlinie zur Förderung der Erneuerbaren Energien gilt im Bioenergiesektor explizit für flüssige Bioenergieträger, die entweder im Transportsektor (z. B. Biodiesel als Kraftstoffsubstitut) oder zur Stromerzeugung (z. B. Pflanzenöl im BHKW) eingesetzt werden. Verbindliche europaweite Nachhaltigkeitskriterien für feste und gasförmige Biomasse schloss die Kommission in einem Bericht im Februar 2010 vorerst aus, da es die Vielzahl von Biomassearten schwierig mache, ein harmonisiertes System zu schaffen [21]. Stattdessen stellte die Kommission es den Mitgliedsstaaten frei, die Kriterien für flüssige Bioenergieträger auf die festen und gasförmigen Biomassen auszuweiten und sprach Empfehlungen aus, um eine möglichst einheitliche Umsetzung zu gewährleisten.

Nachhaltige Landwirtschaft	Schutz von Lebensräumen	Treibhausgas-minderungspotenzial
Für Europa sind die „Cross-Compliance“-Regelungen maßgeblich (Standards in den Bereichen Umwelt- und Tierschutz, Pflanzen- und Tiergesundheit)	Kein Anbau von Biomasse auf Flächen mit: - Hohem Wert für die biologische Vielfalt (z. B. Primärwälder, Naturschutzflächen, natürliches Grünland) - Hohem ober- oder unterirdischen Kohlenstoffbestand (Feuchtgebiete, kontinuierlich bewaldete Gebiete) - Torfmoor	35 % ab Inkrafttreten bzw. 50 % ab 2017 bzw. 60 % ab 2018 für Neuanlagen, deren Produktion ab 2017 aufgenommen wird im Vergleich zum fossilen Referenzkraftstoff (Diesel oder Ottokraftstoff)

Abb. 7: Nachhaltigkeitskriterien der EU-Richtlinie für Erneuerbare Energien (DBFZ nach [18])

Mit Blick auf den Klimaschutz ist das Treibhausgas-minderungspotenzial eine entscheidende Kenngröße. Je nach Zielsystem können die ermittelten Werte jedoch auf unterschiedliche Bezugsgrößen hin ausgedrückt werden. Je nachdem, ob z. B. Flächen, Energiegehalt, Energienutzung, Vermeidungskosten etc. zu Grunde gelegt werden, schneiden unterschiedliche Optionen unterschiedlich ab. Mit Blick auf die einzelnen Prozesse der Bereitstellungskonzepte haben insbesondere der Energiepflanzenanbau (v. a. Düngung, Landnutzungsänderung), die Biomassekonversion (v. a. Hilfsenergie und Kuppelprodukte) und das Referenzsystem (welche Energie wird von der erzeugten Bioenergie verdrängt) großen Einfluss auf die Klimagas-effekte. Der Transport der Bioenergieträger ist demgegenüber von untergeordneter Bedeutung. In den relevanten Prozessen können große Klimagas-emissionen entstehen, die den Gesamteffekt der Biomassenutzung fraglich erscheinen lassen. So führen

Landnutzungsänderungen, z. B. Umwandlung von Grünland zu Ackerland, in der Regel zu negativen Klimagaseinsparungen. Optimierte integrierte Konzepte hingegen erreichen sehr hohe Klimagaseinsparungen. Klimagasbilanzen können stets nur erste Anhaltspunkte für die Bewertung der Bereitstellung von Strom, Wärme oder Kraftstoff liefern und sollten keine alleinige Strategiegrundlage darstellen. Mit ihrer Hilfe lassen sich jedoch Schwachstellen aufzeigen und Anlagekonzepte systematisch optimieren. Sie können somit als Entscheidungshilfe bei der Wahl zwischen verschiedenen Anlagenoptionen oder auch Konversionspfaden dienen.

Ausblick

Bereits heute bildet die Bioenergie das Rückgrat der erneuerbaren Energien in Europa und soll in den nächsten Jahren zum Erreichen der Erneuerbare-Energien-Ziele und aufgrund der zunehmenden Energienachfrage deutlich ausgebaut werden. Die Stärken der energetischen Nutzung von Biomasse sind vielfältig: Aufgrund ihrer Einsatzfähigkeit in fast allen Anwendungs- und Leistungsbereichen, auch in Kombination mit der stofflichen Nutzung, gilt die Bioenergie als Multitalent und Allrounder unter den erneuerbaren Energien. So ist es herausragendes Merkmal der Biomasse, dass sie als einziger erneuerbarer Energieträger in der Lage ist, alle Energieanwendungsbereiche – Strom, Wärme, Kraftstoffe - abzudecken. Biomasse hat das Potenzial zum Kraftstoffsubstitut, im Bereich des Flugverkehrs sogar exklusiv. Ein weiterer Vorteil von Biomasse ist ihre gegenüber anderen Energieträgern relativ einfache Lagerhaltung und Speicherung. Im Strombereich ist Biomasse dadurch grundlastfähig und steht im Gegensatz zu Wind, Sonne und Wasser rund um die Uhr zur Verfügung. Bioenergie ist heute und kurzfristig zur Unterstützung der Energieversorgung verfügbar. Mittelfristig können sich in bestimmten Bereichen andere Erneuerbare als geeigneter erweisen. Insgesamt betrachtet hat Bioenergie vielfältige Brückenfunktionen, wobei insbesondere die hohe potenzielle Flexibilität für die Einbindung ins Energiesystem eine große Chance bedeutet.

Zu den großen Herausforderungen der energetischen Biomassenutzung zählt, dass sie ein komplexes Gesamtsystem mit vielen Akteuren und Schnittstellen (Land-, Forst-, Abfall-, Energiewirtschaft etc.) darstellt, dass einer geeigneten Gestaltung mit dem Ziel einer nachhaltigen Produktion und Nutzung der Biomasse bedarf. So sollte zukünftig insbesondere die Erschließung der verfügbaren Reststoffe weiter vorangetrieben werden, da es sich hierbei um einen Bereich mit hohem Klimagaseinsparungspotenzial bei vergleichsweise geringen Kosten handelt. Auch gilt es das Potenzial für technische Weiterentwicklungen auszuschöpfen, um effizientere Umwelttechnologien mit hohen technischen Wirkungsgraden zu entwickeln. Dabei bedarf es der Definition von Qualitätsanforderungen entlang der gesamten Bereitstellungskette (Nachhaltigkeitsstandards und Zertifizierung, u. a. durch die EU RED auf den Weg gebracht). Bei der Weiterentwicklung von Bioenergiestrategien werden zukünftig Netto-Klimagas-einsparungen bei der Förderung in den Vordergrund rücken. Es gilt die Bioenergie sinnvoll mit den anderen erneuerbaren Energieträgern zu kombinieren. Strategisch zu berücksichtigen ist neben der engen Verzahnung mit agrar- und umweltpolitischen Instrumenten (v. a. Synergien mit Nahrungsmittelproduktion, nachhaltige Bedingungen für die gesamte landwirtschaftliche Produktion) auch die frühzeitige Einbindung der Akteure vor Ort. Bioenergie kann hier ein Türöffner in eine überfällige Debatte sein.

Literaturverzeichnis

- [1] EUROPÄISCHE UNION (EU): Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG (2009/28/EG). Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften Nr. L 140/16ff vom 05.06.2009
- [2] STATISTIKAMT DER EUROPÄISCHEN UNION (EUROSTAT): Statistik zu Primärerzeugung von erneuerbaren Energien 2007, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/introduction>, Stand 01.03.2010
- [3] SCHMIDHUBER, J.: Bioenergy vs. Food security – a global perspective. Vortrag im Rahmen der Konferenz “Biomass in Future Landscapes” am 31.03.2009, Berlin.
- [4] WISSENSCHAFTLICHER BEIRAT DER BUNDESREGIERUNG GLOBALE UMWELTVERÄNDERUNGEN (WBGU): Welt im Wandel – Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung. Berlin, 2009
- [5] ROSEGRANT, M. W., PAISNER, M. S., MEIJER, S. und WITCOVER, J.: Global Food Projections to 2020. Emerging Trends and Alternative Futures. Washington, DC: International Food Policy Research Institute (IFPRI), 2001
- [6] FORSCHUNGSINSTITUT FÜR BIOLOGISCHEN LANDBAU (FiBL): Statistics on global organic farming. <http://www.organic-world.net/statistics-world.html>, Stand 01.03.2010
- [7] COAD, L., BURGESS, N. D., BOMHARD, B., BESANÇON, C.: Progress towards the convention on biological diversity’s 2010 and 2012 targets for protected area coverage. Technical report for the IUCN international workshop “Looking to the Future of the CBD Programme of Work on Protected Areas”, Jeju Island, Republic of Korea, 14 -17 September 2009
- [8] UNITED NATIONS (UN): World Population Prospects: The 2008 Revision Population Database. <http://esa.un.org/unpp>, Stand 01.03.2010
- [9] SMEETS ET AL.: A bottom-up assessment and review of global bio-energy potentials to 2050. Progress in Energy and Combustion Science 33, 2007
- [10] OLDEMAN, L.R., HAKKELING, R.T.A., SOMBROEK, W. G.: World map on the status of human-induced soil degradation: an explanatory note. ISRIC Wageningen, 41p, 1991
- [11] BAI Z., DENT D., OLSSON L., SCHAEPMAN M.: Global assessment of land degradation and improvement 1: identification by remote sensing. Report 2008/01, FAO/ISRIC – Rome/Wageningen, 2008
- [12] KALTSCHMITT, M., HARTMANN, H., HOFBAUER, H.: Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren. 2. Auflage, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2009
- [13] THRÄN, D., EDEL, M., BUCHHORN, M.: National and global biomass markets. DBFZ: International conference “Biomass in future landscapes”, Tagungsband, Berlin 2009
- [14] DANIEL, J., FISCHER, E., JAHRAUS, B., KALTSCHMITT, M., KLINSKI, S., SCHOLWIN, F., THRÄN, D., VETTER, A., WEBER, A., WEBER, M.: Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse, 2. Zwischenbericht, Leipzig, 2009
- [15] THRÄN, D., EDEL, M., SEIDENBERGER, T., GESEMANN, S., RHODE, M.: Identifizierung strategischer Hemmnisse und Entwicklung von Lösungsansätzen zur Reduzierung der Nutzungskonkurrenzen beim weiteren Ausbau der energetischen Biomassenutzung. 1. Zwischenbericht, Leipzig 2009

- [16] DEUTSCHES BIOMASSEFORSCHUNGSZENTRUM (DBFZ): interne Datenbank zu Heiz(kraft)werken und Biogasanlagen, Stand 2010
- [17] THRÄN, D.: Ressourcen für die Biokraftstoffe von morgen. In: Dettling, D. (Hrsg.): Die Zukunft der Bioenergie – Herausforderungen und Perspektiven für die globale Nahrungsmittel- und Energiesicherheit, S. 39 – 52, Berlin, 2008
- [18] EUROPÄISCHE UNION (EU): Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG (2009/28/EG). Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften Nr. L 140/16ff vom 05.06.2009
- [19] BOKRAFTSTOFF-NACHHALTIGKEITSVERORDNUNG (Biokraft-NachV): Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen. vom 30. September 2009, BGBl. I S. 3182
- [20] BIOMASSESTROM-NACHHALTIGKEITSVERORDNUNG (BioSt-NachV): Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von flüssiger Biomasse zur Stromerzeugung. vom 23. Juli 2009, BGBl. I S. 2174
- [21] EUROPÄISCHE KOMMISSION: Report from the commission to the council and the European parliament on sustainability requirements for the use of solid and gaseous biomass sources in electricity, heating and cooling. SEC (2010) 65 und SEC (2010) 66, http://ec.europa.eu/energy/renewables/bioenergy/sustainability_criteria_en.htm, Stand 01.03.10

Dr. Daniela Thrän
Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH (UFZ)
Department "Bioenergie"
Torgauer Straße 116,
D-04347 Leipzig
daniela.thraen@ufz.de

Thermodynamisch optimiertes Heizen und Kraft-Wärme-Kopplung

Dr. Gerhard Luther, Universität des Saarlandes, Technische Physik, F.St. Zukunftsenergie,

Übersicht

Als in den 60er und 70er Jahren des letzten Jahrhunderts in Innenstädten und dicht besiedelten Stadtquartieren schmutzige dezentrale Kohleheizungen durch zentrale Heizkraftwerke (HKW) für die Fernwärme ersetzt wurden, da bedeutete dies einen doppelten Fortschritt:

- die Immission vor Ort war weg, und die Abgase der zentralen HKW konnten besser gereinigt (und verteilt) werden
- bei einem elektrischen Wirkungsgrad von Kohlekraftwerken von damals etwa 30% fanden sich neben den 10% Wärmeverlusten über den Schornstein etwa 60% des Wärmeeinsatzes in der Abwärme wieder. Für eine elektrische kWh gab es also zwei thermische kWh für den Kühlturm und die wollte man durch Kraftwärmekopplung (KWK) als Potential für die Fernwärme heranziehen. Zwar kostete das auch damals schon Einbußen beim elektrischen Wirkungsgrad, aber das „kalte Ende“ des Dampfkraftwerkes war exergetisch noch unvollkommen ausgenutzt.

In Ballungsgebieten ist inzwischen Erdgas der verbreitetste Heizenergieträger und auch bei neuen fossilen Kraftwerken scheint sich Erdgas durchzusetzen. Dies bedeutet:

- Erdgasheizungen sind auch lokal vergleichsweise sauber. Brennwertanlagen nutzen nicht nur die Heizwärme des Gases praktisch vollständig aus sondern gewinnen noch zusätzliche Wärme aus der Kondensation des Verbrennungswassers aus dem Abgas.
- Moderne Erdgaskraftwerke erreichen als Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) elektrische Wirkungsgrade von rund 60%. Zieht man von den verbleibenden 40% für den Abtransport der Abgase und sonstige schwer vermeidbare technische Betriebsverluste 10% ab, so verbleiben etwa noch 30%-Punkte Abwärme, die aus thermodynamischen Gründen auf niedrigem Temperaturniveau (z.B. 30°C) an die Umgebung abgegeben werden müssen. Auf eine elektrische kWh verbleibt also im Mittel nur noch eine halbe thermische kWh für den Kühlturm.

Um es kurz zu machen:

- Für die lokale Luftreinhaltung brauchen wir keine Fernwärme mehr.
- Auf nur noch etwa **ein Viertel (!)** hat sich die pro erzeugte elektrische kWh verbleibende Kühlturm-Abwärme bei modernen Erdgas GuD-Kraftwerken gegenüber alten Kohlekraftwerken reduziert.
- Und dazu kommt noch: Moderne dezentrale elektrische **Wärmepumpen** nehmen Umweltwärme auf und pumpen sie auf das Niveau der Heiztemperatur. Aus einer elektrischen kWh entstehen so **4 kWh** Heizwärme.

Trotz dieses technischen Fortschritts sind die öffentliche Begeisterung und die politische Unterstützung für die Kraftwärmekopplung ungebrochen und haben zu einer gesetzlich verankerten Bevorzugung und jährlichen Subvention der KWK in Milliardenhöhe geführt. Die Frage drängt sich also auf, ob das noch sinnvoll ist oder ob sich vielleicht ein verklärender „KWK – Mythos“ aufgebaut hat.

Deshalb sollen in diesem Beitrag die Kraftwärmekopplung (KWK) und hier schwerpunktmäßig die KWK mit Erdgasanlagen für den Gebäudewärmebereich mit anderen Systemen verglichen werden. Dabei ist es wichtig, zwei wesentliche und eigentlich selbstverständliche Vorgaben der für die Förderung von KWK-Anlagen zuständigen EU-Richtlinie [13] zu beachten: **neue Erdgas-KWK Anlagen** müssen mit modernen **Erdgas-Anlagen** für getrennte Erzeugung von Strom und Wärme verglichen werden und nicht etwa (direkt oder indirekt) mit alten Kohlekraftwerken und Ölkesseln. Außerdem dürfen nicht unbesehen Wärme und Strom addiert werden; diese als „Brennstoffausnutzung“ bezeichnete Summe ist als alleiniger Gütefaktor nämlich wenig aussagefähig.

Im Folgenden sollen nur die Kernpunkte einer umfassenderen Untersuchung² dargestellt werden. Die wichtigsten Ergebnisse sind dabei:

- Das überragend positive Bild, das sich Öffentlichkeit und Politik von der KWK gebildet haben, hat seine Wurzeln in unangemessenen Vergleichen, eingeschränkten energetischen Bilanzkreisen und der Benutzung der „Brennstoffausnutzung“ als Gütemaßstab und ist bei umfassender Analyse nicht vertretbar.
- Erdgas-KWK-Anlagen benötigen selbst im „Paradebetrieb“ (ohne Spitzenkessel und ohne ungekoppelten Strom aus der KWK-Anlage) tatsächlich oft nur geringfügig weniger Primärenergie (PE) als wenn man den gleichen Strom in GuD-Kraftwerken und die gleiche Wärme in Erdgas – Brennwertkesseln bereitstellt
- Vergleicht man „vollständige Alternativen“, also berücksichtigt auch den Einsatz von Spitzenkesseln und eine zeitweise ungekoppelte Stromerzeugung (also ohne Wärmenutzen), dann können – je nach Betriebsweise – Versorger mit KWK-Anlagen sogar mehr Primärenergie verbrauchen als eine getrennte Erzeugung mit GuD-Kraftwerk und Brennwertkessel benötigen würde.
- Die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme in GuD-Kraftwerken und hiermit versorgten modernen Wärmepumpen, die ein thermisch saniertes Haus mit Flächenheizung beheizen, ist durchweg - und teilweise sogar ganz wesentlich - energetisch sparsamer als die Erzeugung der gleichen Endenergie mit KWK-Anlagen.

Eine nur an die Technologie aufsetzende, herausgehobene Bevorzugung und Subventionierung der KWK ist also nicht mehr gerechtfertigt. Es ist auch nicht sinnvoll, dass in der breiten Anwendung überhaupt eine bestimmte Technologie herausgestellt wird. Vielmehr sollten Leistungsmerkmale, insbesondere die Energieeinsparung, Maßstab der Förderung sein, unabhängig von den angewandten Technologien. Diese sollten sich im freien Wettbewerb nach Maßgabe der technischen Innovation am Markt durchsetzen.

² Die Ergebnisse der Untersuchung wurden im Kapitel I.2 „Thermodynamisch optimiertes Heizen“ und insbesondere im Kapitel II.3 „KWK und Systemvergleich“ der von der DPG herausgegebenen „Elektrizitätsstudie“ [4] veröffentlicht. Darüber hinaus wurden Themen-bezogene Materialien [1] und eigene Vorträge ([2] und [3]) ins Internet [5] gestellt.

Sind geeignete Anreizsysteme politisch gewünscht, so wird vorgeschlagen, statt technologiespezifischer Subventionen einen „**linearen Einspartarif**“ einzuführen, bei dem sich die Förderung an den tatsächlichen Energieeinsparungen ausrichtet, die sich gegenüber einem anspruchsvollen Referenzfall nachweisen lassen (Kapitel 3.1).

Dabei muss als Grundfrage im Auge behalten werden, in welchem Gesamtrahmen sich Erdgas direkt oder indirekt für die Wärmeversorgung optimal einsetzen lässt. In Kapitel 3.2 wird dazu eine Skizze entworfen, die neben dem Einsatz von GuD-Kraftwerken und Wärmepumpen vor allen auf der thermischen Gebäudesanierung und der Wärmenutzung von Sonnenenergie beruht. (Kapitel 3.2) .

1. Ganzheitlicher Vergleich von KWK mit getrennter Erzeugung von Wärme und Strom

1.1 Randbedingungen

Die Beurteilung einer KWK-Anlage im Vergleich zu einer alternativen getrennten Erzeugung von Strom und Wärme muss vor dem Hintergrund geschehen, dass in Deutschland

- durch das **KWKG** gesetzlich festgeschrieben ist, dass sich der Anteil der KWK an der Stromerzeugung von derzeit 12 % auf 25% bis zum Jahre 2020 verdoppeln soll

und

- der Gaseinsatz bei der Stromerzeugung drastisch verstärkt werden soll (Integriertes Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung, Meseberger Beschlüsse, konkrete Zahlen hierzu in einer UBA- Studie [15])

Damit wird eine großangelegte Umrüstung der Elektrizitätserzeugung durch den Einsatz verbesserter Technik und gleichzeitig eine drastische Verschiebung im Primärenergieträger-Mix für die deutsche Stromversorgung angestrebt. Bei der Beurteilung dieser Perspektive muss, wie bereits erwähnt, vernünftigerweise und auch formal nach der EU-Richtlinie 2004/8/EG [13] so vorgegangen werden, dass (zur Förderung anstehende) KWK- Anlagen nur mit Anlagen zur getrennten Erzeugung verglichen werden, die

- den gleichen Primärenergieträger (PE) -Träger einsetzen und
- dem modernen Stand der Technik entsprechen.

1.2 Ein einfaches Modell zur Erzeugung von Strom und Wärme

Im Folgenden beschränken wir uns auf die Betrachtung von Erdgas-Anlagen zur Stromerzeugung und zur Bereitstellung von Gebäudewärme. Generell gehen wir nach einem einfachen Schema vor: Wir betrachten ein System, bei dem Erdgas eingespeist wird und Nutzwärme und Strom produziert werden.

Wir stellen uns dabei das folgende Modernisierungs-Szenario vor: Einige bestehende alte Kraftwerke sollen durch moderne Erdgas-Anlagen verdrängt werden und eine sehr große Zahl von alten Heizungsanlagen ebenfalls. Wir betrachten zwei Optionen:

1. **KWK-Untersuchungsfall:** Alte Heizungsanlagen und alte Kraftwerke werden durch die KWK-Anlagen und die im Regelfall zur vollen Wärmeversorgung zusätzlich notwendigen Spitzenlastkessel der Versorger verdrängt.

2. **Referenzfall:** Die alten Heizungskessel werden durch moderne Erdgas-Brennwertkessel ersetzt, und es findet ein zusätzlicher Bau von Erdgas-GuD-Kraftwerken statt, die dieselbe Strommenge liefern sollen wie die KWK-Anlagen des Untersuchungsfalles.

In einem weiteren Referenzfall ersetzen wir dann den Brennwertkessel durch eine elektrische Wärmepumpe für die dezentrale Wärmeenerzeugung (Wärmepumpenfall).

1.2.1 Der KWK Versorger

Das Energieflussbild des KWK-Versorgers ist in **Abb. 1** dargestellt: In einem Abrechnungszeitraum (z.B. 1 Jahr) speist die Erdgaswärme Q_0^V mit den im **Abb. 1** bezeichneten Anteilen die KWK-Anlage und den Spitzenkessel. Die KWK-Anlage verbraucht im eigentlichen „KWK-Betrieb“, in dem also Strom und Nutzwärme gekoppelt produziert werden, den Anteil x_{KWK} von Q_0^V und für die zeitweise Lieferung von Spitzenstrom ohne Wärmenutzung den Anteil x_{SE} ; den restlichen Anteil x_{SK} des Erdgaseinsatzes Q_0^V benötigt der Versorger für den Betrieb des Spitzenkessels in den Zeiten, in denen die KWK-Anlage alleine den Wärmebedarf nicht mehr decken kann.

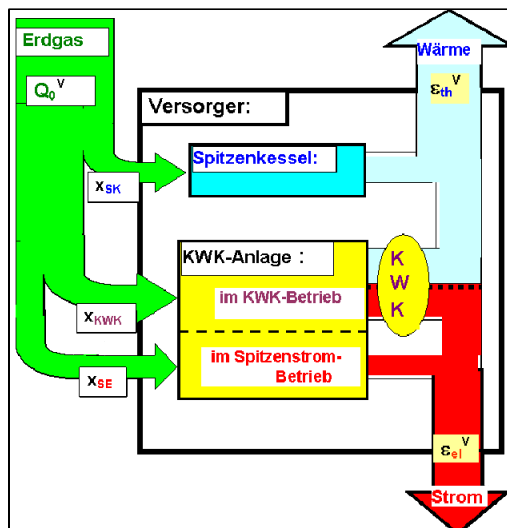


Abb. 1: Vollständige Wärme- und Stromproduktion eines Fernwärmeverorgers. Die Erdgasmenge Q_0^V speist mit den Anteilen x_{KWK} und x_{SE} die KWK-Anlage im KWK-Betrieb bzw. im ungekoppelten „Spitzenstrombetrieb“, und mit dem Anteil x_{SK} den Spitzenkessel. Die Nutzungsgrade des Erdgases betragen ϵ_{th}^V und ϵ_{el}^V für die Wärmelieferung bzw. für die Stromlieferung des Versorgers.

Die zeitweise Lieferung von Spitzenstrom und Spitzenkessel- Wärme dürfen neben dem meist herausgestellten „Paradefall“ des reinen KWK-Betriebes bei einer realistischen Energiebilanz, die „vollständige Alternativen“ untersucht, nicht vergessen werden.

Insgesamt wandelt der KWK-Versorger die eingesetzte Primärenergie Q_0^V mit einem thermischen Nutzungsgrad ϵ_{th}^V zu Fernwärme und mit einem elektrischen Nutzungsgrad ϵ_{el}^V zu Strom um. Die gesamte Brennstoffausnutzung des KWK-Versorgers, ϵ_{ges}^V , ergibt sich als

Summe:
$$\epsilon_{ges}^V = \epsilon_{el}^V + \epsilon_{th}^V \quad (1)$$

1.2.2 GuD-Anlage und Brennwertkessel

Die getrennte Erzeugung wird im ersten Referenzfall beschrieben durch den elektrischen Wirkungsgrad des GuD-Kraftwerkes, η_{GUD} , und den thermischen Wirkungsgrad des Brennwertkessels, η_K , für den wir 105 % einsetzen (siehe [1], Abschnitt 6.21). Als Referenz soll sie den gleichen Strom und die gleiche Nutzwärme erzeugen (**Abb. 2**), die der Fernwärmeproduzent als Versorger für Strom und Wärme liefert. Aus dieser detaillierten Gleichheit lassen sich über die Wirkungsgrade die jeweiligen Brennstoffeinsätze berechnen und zum gesamten Brennstoffeinsatz Q_0 der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme zusammen zählen. Das Verhältnis von Q_0 zu Q_0^V wird im Folgenden als Primärenergiefaktor f bezeichnet:

$$f = Q_0 / Q_0^V \quad (2)$$

Der **Primärenergiefaktor** f lässt sich einfach aus den oben definierten Eigenschaften berechnen und in eine für die weitere Diskussion geeignete Form bringen (Herleitung siehe [1] und [2]):

$$f = \varepsilon_{\text{ges}}^V / \eta_K + \varepsilon_{\text{el}}^V * \{ 1 / \eta_{\text{GUD}} - 1 / \eta_K \} \quad (3)$$

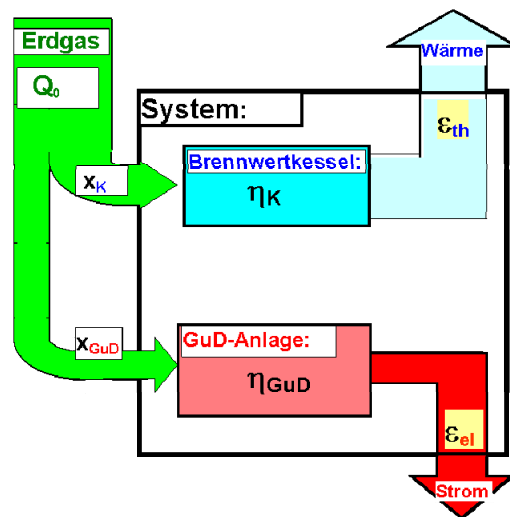


Abb. 2: Getrennte Wärme- und Stromproduktion durch Brennwertkessel und GuD-Kraftwerk. Als Referenzwerte für die Wirkungsgrade benutzen wir $\eta_K = 105\%$ für den Brennwertkessel und $\eta_{\text{GUD}} = 58,5\%$ für das GuD-Kraftwerk.

Mit der Definition

$$\eta_{\text{ges}}^{\text{KWK}} = \eta_{\text{el}}^{\text{KWK}} + \eta_{\text{th}}^{\text{KWK}} \quad (4)$$

reduziert sich für den „Paradefall“ eines streng wärmegeführten Betriebes ($x_{\text{SE}} = 0$) ohne Spitzenwärme ($x_{\text{SK}} = 0$) die für die gesamte Versorgung gültige Gl. (3) auf:

$$f_0 = \eta_{\text{ges}}^{\text{KWK}} / \eta_K + \eta_{\text{el}}^{\text{KWK}} * \{ 1 / \eta_{\text{GUD}} - 1 / \eta_K \} \quad (5)$$

Im Hinblick auf staatliche Subventionen wird zur Bewertung der KWK die Primärenergieeinsparung durch die KWK, PEE, herangezogen [13]. Diese ergibt sich aus der Gl.(5) durch die Umformung

$$PEE = 1 - 1/f_0 \quad (6)$$

Trotz dieser einsichtigen gesetzlichen Definition wird in der Literatur und vor allem auch in den einschlägigen Publikumsbroschüren für die KWK meist der Primärenergiefaktor für den Parafall, f_0 , angegeben.

Es ist interessant, den Einfluss der Anteile x_{SK} und x_{SE} direkt anzugeben. Durch mathematische Umformung (siehe [1] und [2]) erhält man aus der Gl.(3) eine lineare Abhängigkeit des Primärenergiefaktors f sowohl von x_{SK} als auch von x_{SE} :

$$f(x_{SK}, x_{SE}) = f_0 - x_{SK} * [f_0 - \eta_{th}^{SK} / \eta_K] - x_{SE} * [f_0 - \eta_{el}^{SE} / \eta_{GUD}] \quad (7)$$

wobei f_0 bereits in Gl.(5) angegeben wurde, und η_{th}^{SK} den thermischen Wirkungsgrad des Spitzenkessels und η_{el}^{SE} den elektrischen Wirkungsgrad der KWK-Anlage im ungekoppelten Spitzenstrombetrieb bezeichnen.

1.2.3 GuD-Anlage und dezentrale Wärmepumpe

Thermodynamisch optimiertes Heizen kann sowohl mit KWK als auch mit Wärmepumpen realisiert werden. Bei thermodynamischen Prozessen nahe dem Optimum wäre eine KWK mit der gezielten Abwärmenutzung auf dem Temperaturniveau der Wärmeanwendung kaum noch zu verbessern. In der industriellen Praxis mit wohl definiertem Dampfbedarf wird eine streng wärmegeführte (!) KWK in der Regel energetisch konkurrenzlos bleiben.

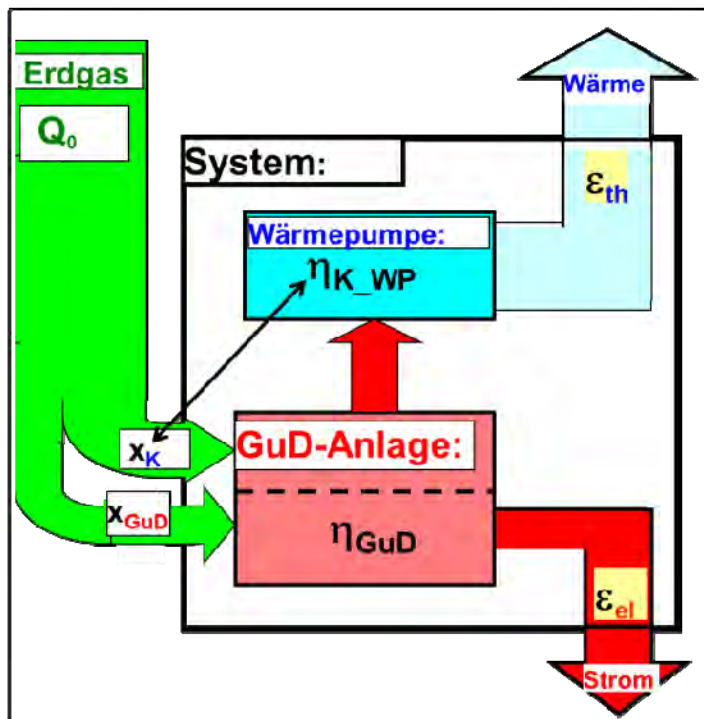


Abb. 3: Getrennte Strom- und Wärmeproduktion durch GuD-Kraftwerk und elektrische Wärmepumpe, wobei die Wärmepumpen durch die GuD-Anlage gespeist werden. Der Brennstoffwirkungsgrad η_{K_WP} bezieht die Jahresnutzwärme der Wärmepumpe auf den zu ihrem Betrieb notwendigen Brennstoffeinsatz im GuD.

Anders sieht es im Gebäudebereich aus: Bei der Fernwärme kann wegen des „Geleitzug“-Betriebes³ und anderer Einschränkungen (siehe Abschnitt 6.2 von [1]) kein qualitativer Nutzen aus den Bemühungen zur Verminderung der exergetischen Anforderungen eines einzelnen Gebäudes gezogen werden. Bei der **Wärmepumpe** kann hingegen jeder Fortschritt bei der Verminderung der Exergieanforderung an die Heizwärme (also niedrige Vorlauftemperatur, niedrige Rücklauftemperatur, Ausnutzung von Aufwärmprozessen, kleine Temperaturdifferenzen an den Wärmetauschern, siehe Kapitel I.2 von [4]) sofort in einen besseren Wirkungsgrad umgesetzt werden.

Als Vergleich zum Erdgasbedarf Q_0^V eines KWK-Versorgers betrachten wir daher nun als Referenzfall den Erdgaseinsatz Q_0 in einem GuD-Kraftwerk, das dieselbe Strommenge wie die KWK-Anlage (KWK-Betrieb und Spitzenstrom) ins Netz liefert und zusätzlich den Strombedarf für die dezentralen Wärmepumpen deckt (**Abb. 3**), die alle zusammen die gleiche Wärmemenge wie der Fernwärmeversorger liefern. Wir vergleichen also bei exakt gleicher Versorgungsaufgabe den betrieblichen Gaseinsatz der beiden Versorgungsvarianten.

An die im Abschnitt 1.2.2 aufgestellten Gleichungen können wir direkt anknüpfen, indem wir den dortigen thermischen Wirkungsgrad η_K eines Brennwertkessels durch η_{K_WP} , den thermischen Wirkungsgrad der Wärmepumpe in Bezug auf den Gaseinsatz im GuD-Kraftwerk, ersetzen. Aus Gl.(3) wird dann:

$$f = \epsilon_{ges}^V / \eta_{K_WP} + \epsilon_{el}^V * \{1/\eta_{GUD} - 1/\eta_{K_WP}\} \quad (8)$$

Die Größe η_{K_WP} erhält man als das Produkt aus dem Wirkungsgrad η_{GUD} des GuD-Kraftwerkes und der Jahresarbeitszahl **JAZ** der Wärmepumpe:

$$\eta_{K_WP} = \eta_{GUD} * \text{JAZ} \quad (9)$$

Im Systemvergleich wirkt die Wärmepumpe also wie ein „Superkessel“ mit einem herausragenden thermischen Wirkungsgrad η_{K_WP} . In der **Tabelle 1** sind hierfür einige Zahlenwerte angegeben, die man im Vergleich zum thermischen Wirkungsgrad eines Brennwertkessels, bestenfalls $\eta_K = 1.1$, sehen muss:

JAZ	3	3,5	4	4,5	5	5,5
η_{GUD}	0,585	0,585	0,585	0,585	0,585	0,585
η_{K_WP}	1,76	2,05	2,34	2,63	2,93	3,22

Tabelle 1: Die Kombination von GuD-Kraftwerk und Wärmepumpe ergibt hohe thermische Wirkungsgrade η_{K_WP} für den zentralen Erdgaseinsatz im Kraftwerk zur dezentralen Wärmepumpen- Wärmeerzeugung.

³ Der Bedarf auf dem höchsten Temperaturniveau bestimmt die Temperatur des Gesamtfernwärmesystems

1.2.4 Das Strom- Endenergie - Diagramm

Eine einfache Überlegung zeigt, dass in einem Strom-Wärme-Diagramm alle möglichen Kombinationen des GuD und der Brennwertkessel auf einer Geraden liegen. Für Strom und Wärme aus getrennter Erzeugung gilt nämlich für alle $0 \leq x_K \leq 1$:

$$1 = x_K + x_{\text{GuD}} \quad (10)$$

$$\text{Wärme} = Q_0 \cdot \epsilon_{\text{th}} = Q_0 \cdot (\eta_K \cdot x_K) \quad (11)$$

$$\text{Strom} = Q_0 \cdot \epsilon_{\text{el}} = Q_0 \cdot (\eta_{\text{GuD}} \cdot x_{\text{GuD}}) \quad (12)$$

Mit (10) und (11) kann man x_K eliminieren und einen Ausdruck für x_{GuD} gewinnen, den man in (12) einsetzt, und erhält:

$$\text{Strom} = Q_0 \cdot \eta_{\text{GuD}} - \text{Wärme} \cdot \eta_{\text{GuD}} / \eta_K \quad (13)$$

Dies stellt aber eine **Gerade** von $Q_0 \cdot \eta_{\text{GuD}}$ auf der Stromachse nach $Q_0 \cdot \eta_K$ auf der Wärmeachse dar. Sinnvollerweise normiert man den Gaseinsatz auf

$$Q_0 = 1 \quad ; \quad (14)$$

denn dann kann man die Stromachse mit dem elektrischen Nutzungsgrad ϵ_{el} und die Wärmeachse mit dem thermischen Nutzungsgrad ϵ_{th} identifizieren.

In **Abb. 4** sind die Strom-Wärme-Geraden für 3 verschiedenen Fälle eingezeichnet:

- **E_GuD** = GuD und Brennwertkessel nach dem Stand der Technik in Deutschland, mit den Wirkungsgraden $\eta_{\text{GuD}} = 0,585$ und $\eta_K = 1,05$
- **E_heff** = Erdgaskraftwerk und Kessel mit den „europäischen“ Vergleichswerten nach der EU-Entscheidung 2007/74/EG ([14]). Dies gilt als „Hocheffizienzkriterium“ für kleine KWK.
- **E_10** = „Hocheffizienzkriterium“ für große ($\geq 1\text{MW}_{\text{el}}$) KWK-Anlagen. Dieses ergibt sich aus einem 10% Zuschlag zu dem Hocheffizienzkriterium für kleine KWK-Anlagen [14].

Man beachte, dass die Hocheffizienzkriterien für den „Paradefall“ einer Versorgungsanlage in der „KWK-Scheibe“, also im gekoppelten Betrieb, definiert wurden.

Die Jahresproduktion an Strom und Wärme eines KWK- Versorgers lässt sich nun in dieses Diagramm einfügen. Durch die Normierung (14) kann man dann für Strom und Wärme direkt den Punkt $\{\epsilon_{\text{th}}^V, \epsilon_{\text{el}}^V\}$ einzeichnen. Alle derartigen Punkte, die oberhalb der Referenzgeraden liegen, sind effizienter als die Referenz. Die Kurve „**E_GuD**“ verläuft aber bereits oberhalb der „Hocheffizienz“ – Referenzgeraden „**E_10**“ für große KWK-Anlagen; die Anforderungen an „Hocheffizienz“ sind also sehr gering und die Verwendung dieses Begriffes ist nicht angemessen.

Im Strom-Wärme Diagramm ergäbe sich für die Kombination GuD und Wärmepumpe wiederum eine Gerade, die man aus Gl.(13) erhält, in dem man η_K durch η_{K_WP} ersetzt. Es ist jedoch aussagekräftiger, als Abszisse statt der Wärme die Endenergie, also die Summe von

Strom und Wärme, zu verwenden. Strom und Wärme kann man nämlich nicht unabhängig voneinander optimieren: bei höherem Stromanteil geht zwangsläufig der Wärmeanteil zurück. Die Endenergie wird hingegen durch eine größere Stromausbeute nicht direkt beeinträchtigt.

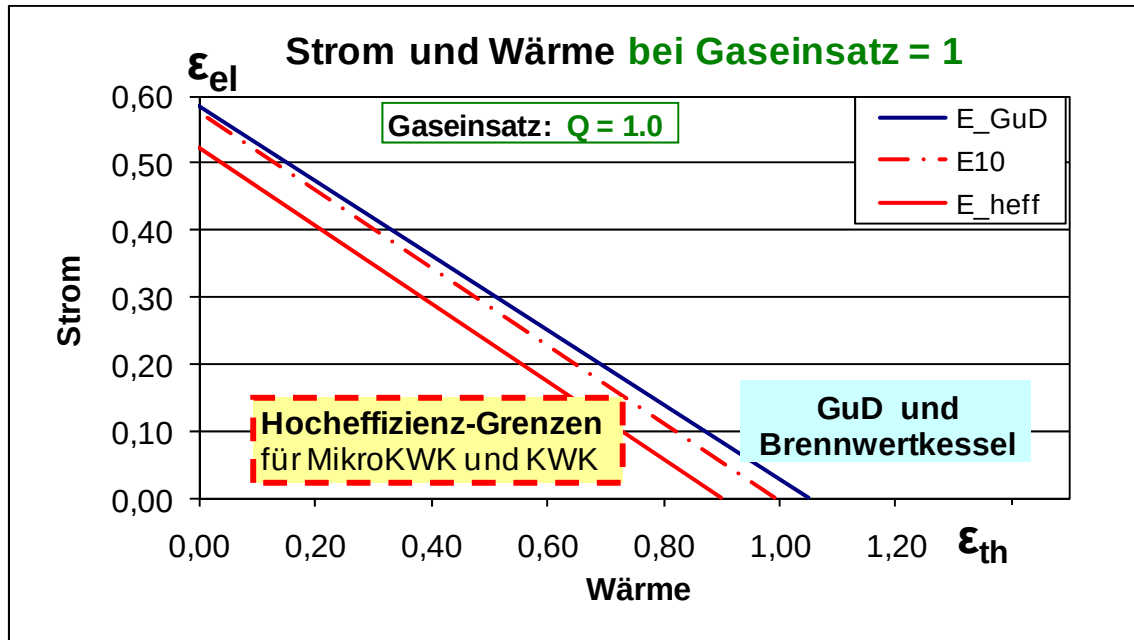


Abb. 4: Strom-Wärme Diagramm für die getrennte Erzeugung. (Weitere Erläuterung siehe Text)

Außerdem gibt es für die Endenergie naheliegende Zielmarken: Bei einer zentralen KWK mit Fernwärmeleitung kann man darauf abzielen, die gesamte nicht für den Abtransport des Abgases notwendige Energie - aber ohne Ausnutzung des Brennwerteffektes - als Endenergie zu nutzen. Als Endenergieausbeute lässt sich daher nur wenig mehr als 90% erreichen. 91% wäre beispielsweise schon ein guter Wert.

Anders liegen die Verhältnisse bei einer dezentralen KWK-Anlage, bei der die Wärme direkt vor Ort in die Heizung eingespeist werden kann. Hier kann man im Prinzip wie bei einem Brennwertkessel im Abgas auch die Kondensationswärme des Wassers noch zu Heizzwecken heranziehen. Als Endenergieausbeute kann man daher etwa 105% (oder sogar etwas mehr) anstreben.

Im nächsten Abschnitt wird in **Abb. 5** das **Strom-Endenergie-Diagramm** für die behandelten KWK-Anlagen und Referenzfälle behandelt.

1.3 Vergleich von KWK und Anlagen mit getrennter Erzeugung

Zum Vergleich von KWK-Anlagen mit Referenzfällen der getrennten Erzeugung gibt es zwei grundsätzliche Methoden:

1. **Fester Output:** Man hält die Strom- und die Wärmeproduktion des Systems fest und vergleicht den dafür notwendigen Erdgaseinsatz bei Versorgung mit einer KWK-Anlage und Spitzenkessel einerseits und bei dem gewählten Referenzfall der

getrennten Strom- und Wärmeerzeugung andererseits; dies führt zu dem oben behandelten PE-Faktor f .

2. Fester Input: Man hält den Erdgaseinsatz fest und vergleicht die Strom- und die Wärmeproduktion für beide Fälle.

Beide Methoden sind äquivalent und lassen sich ineinander überführen.

Wir betrachten nun eine Auswahl von Erdgas- KWK-Anlagen und vergleichen sie mit den beiden dargelegten Referenzfällen der getrennten Erzeugung von Strom in einem GuD-Kraftwerk und dezentraler Wärme in einem Brennwertkessel (**Tabelle 2**) bzw. in einer mit GuD-Strom gespeisten Wärmepumpe (**Tabelle 3**). Hierzu übernehmen wir u.a. die in [6] benutzten Anlagenbeispiele.

Der PE-Faktor für die getrennte Strom- und Wärmeerzeugung wird zunächst für den „Paradefall“ des gekoppelten Betriebes als f_0 nach Gl.(5) errechnet.

	KWK-Anlage im gekoppelten Betrieb								Gesamter Versorger			
	gekoppelter Betrieb				ungekoppelte Spitze mit: $x_{SE} = x_{SK} = 0.1$				(siehe Bild 1)	Brennstoffausnutzung	PE-Faktor getrennte Erzeugung	
Strom /Wärme Erzeuger	η_{el}	η_{ges}	Input Daten-Quelle	f_0	η_{SE}	x_{SE}	η_{SK}	x_{SK}	ϵ_{el}	ϵ_{th}	ϵ_{ges}	f
GuD	0,585	0,585	A		0,585	1	0	0	0,585	0	0,585	
GegenP200M	0,460	0,90	A	1,21	0,46	0,1	0,90	0,1	0,41	0,44	0,86	1,13
GuD Erdgas,100 MW	0,445	0,89	B1	1,18	k.A.	0,1	0,90	0,1	k.A.	0,45	k.A.	k.A.
BHKW_1M	0,390	0,89	B2	1,14	0,390	0,1	0,90	0,1	0,35	0,49	0,84	1,07
Mephisto_20k	0,315	1,05	C	1,24	0,32	0,1	1,05	0,1	0,28	0,69	0,98	1,14
GuD24M	0,363	0,86	B3	1,09	k.A.	0,1	0,90	0,1	k.A.	0,49	k.A.	k.A.
GT_10M	0,311	0,83	B4	1,03	0,311	0,1	0,90	0,1	0,28	0,51	0,79	0,96
BHKW_50k	0,293	0,88	B5	1,06	0,293	0,1	0,90	0,1	0,26	0,56	0,82	0,98
Mikro_9k	0,243	0,98	B6	1,12	0,243	0,1	0,98	0,1	0,22	0,69	0,91	1,03
Mikro_3k	0,157	0,94	B7	1,01	0,157	0,1	0,94	0,1	0,14	0,72	0,86	0,93
Mikro_0.8k	0,104	0,90	B8	0,94	0,104	0,1	0,90	0,1	0,09	0,73	0,82	0,85
BrennwertKessel	0	1,05			0	0	1,05	1	0	1,05	1,05	
StandardKessel	0	0,90			0	0	0,90	1	0	0,9	0,9	

Tabelle 2: PE - Mehrverbrauchs faktor f von { Brennwertkessel und GuD } im Vergleich zur KWK-Versorgung. Die Datenbasis der KWK-Anlagen aus [6] (mit „B“ bezeichnet) wurde übernommen und durch eine Angabe von A = [8] (Voss) und C=[10] (Mephisto) ergänzt. (Aus Platzgründen wurden die Bezeichnungen etwas abgekürzt: so wurden bei η_{ges} und η_{el} der obere Index „KWK“, und bei ϵ_{el} , ϵ_{th} und ϵ_{ges} der obere Index „V“ für „Versorger“ weggelassen, weiterhin wurden η_{SE} aus η_{el}^{SE} und η_{SK} aus η_{th}^{SK} herausgeschnitten.)

Der Einfluss der Erzeugung von Spitzenstrom und Spitzenwärme auf den PE-Faktor f des Gesamt-Versorgers wurde beispielhaft für einen Anteil von je 10% an der gesamten Brennstoffzufuhr, also für $x_{SK} = x_{SE} = 0.1$, dargestellt. Der allgemeine Fall kann leicht mittels Gl.(7) ausgerechnet werden. Der thermische Wirkungsgrad der ungekoppelten Wärmeerzeugung, η_{th}^{SK} , wurde für die Fernwärmeanlagen auf 0.90 gesetzt, bei den Mikro-

KWK-Anlagen wurde hierzu die angegebene Brennstoffausnutzung, $\eta_{\text{ges}}^{\text{KWK}}$, übernommen. Für den elektrische Wirkungsgrad der Spitzenstromerzeugung, $\eta_{\text{el}}^{\text{SE}}$, wurde- sofern nicht anders angegeben- der elektrische Wirkungsgrad des KWK- Betriebes übernommen; bei GuD Anlagen, bei denen diese Verfahren nicht zutreffend wäre, wurden mangels verfügbarer Daten keine Angaben (k.A.) gemacht.

In den ersten 4 Spalten der **Tabellen 2 und 3** sind die Grunddaten der unterschiedlichen KWK-Anlagen angegeben. Aus dem Namen (Spalte 1) ist auch die elektrische Leistung (z.B. BHKW_1M = Blockheizkraftwerk mit 1 MW elektrischer Leistung) abzulesen, genauere Daten können der zitierten Quelle entnommen werden. In Spalte 5 ist der PE-Faktor für den Paragraf, **f₀**, ausgerechnet. In den Spalten 6 bis 9 sind die Wirkungsgrade und Anteile des Spitzenbetriebes angegeben. In den Spalten 10 bis 13 werden die Kenngrößen des gesamten Versorgers dargestellt. Als einzelne Vergleichszahl lässt sich der PE-Faktor für die getrennte Erzeugung, **f**, in der letzten Spalte heranziehen.

	KWK-Anlage im gekoppelten Betrieb und im Spitzenlastbetrieb								Gesamter Versorger			
	gekoppelter Betrieb				ungekoppelte Spitze mit: $x_{SE} = x_{SK} = 0.1$				(siehe Bild 1)	Brennstoffausnutzung	PE-Faktor getrennte Erzeugung	
Strom /Wärme Erzeuger	η_{el}	η_{ges}	Input Daten-Quelle	f_0	η_{SE}	x_{SE}	η_{SK}	x_{SK}	ϵ_{el}	ϵ_{th}	ϵ_{ges}	f
GuD	0,585	0,585	A		0,585	1	0	0	0,585	0	0,585	
GegenP200M	0,460	0,90	A	0,97	0,46	0,1	0,90	0,1	0,414	0,44	0,86	0,90
GuD Erdgas, 100 MW	0,445	0,89	B1	0,95	k.A.	0,1	0,90	0,1	k.A.	0,45	k.A.	k.A.
BHKW_1M	0,390	0,89	B2	0,88	0,390	0,1	0,90	0,1	0,351	0,49	0,84	0,81
Mephisto_20k	0,315	1,05	C	0,85	0,315	0,1	1,05	0,1	0,284	0,69	0,98	0,78
GuD24M	0,363	0,86	B3	0,83	k.A.	0,1	0,90	0,1	k.A.	0,49	k.A.	k.A.
GT_10M	0,311	0,83	B4	0,75	0,311	0,1	0,90	0,1	0,280	0,51	0,79	0,69
BHKW_50k	0,293	0,88	B5	0,75	0,293	0,1	0,90	0,1	0,264	0,56	0,82	0,69
Mikro_9k	0,243	0,98	B6	0,73	0,243	0,1	0,98	0,1	0,219	0,69	0,91	0,67
Mikro_3k	0,157	0,94	B7	0,60	0,157	0,1	0,94	0,1	0,141	0,72	0,86	0,55
Mikro_0.8k	0,104	0,90	B8	0,52	0,104	0,1	0,90	0,1	0,093	0,73	0,82	0,47
BrennwertKessel	0	1,05					1,05	1				
Wärmepumpe	0	2,34										

Tabelle 3: Primärenergie- (PE-) Mehrverbrauchs faktor **f** von {GuD und WP} im Vergleich zur KWK- Versorgung . (weiter Angaben siehe Legende zu Tabelle 2).

Aus den **Tabellen 2 und 3** kann man folgendes entnehmen:

- Selbst im „Paragraf“ des reinen KWK-Betriebes der Anlage liegt der Mehraufwand an Primärenergie bei getrennter Erzeugung von Strom in einem modernen GuD- Kraftwerk und Wärme in einem ordnungsgemäß eingestellten Brennwertkessel (also **f₀** in **Tabelle 2**) selten über 20%, in einigen Fällen werden jedoch nicht einmal 10% erreicht. Der Mehraufwand ist also weitaus geringer als die in der Öffentlichkeit gehandelten 30 bis 60% des „KWK-Mythos“.
- Bei der Untersuchung „vollständiger Alternativen“, also der korrekten Einbeziehung des vom KWK-Versorger bei vernünftiger Auslegung benötigten Spitzenkessels und bei

Berücksichtigung von Spitzenstrom ohne Wärmenutzung, ergibt sich eine deutliche Verschlechterung für die KWK-Seite. Im angeführten Beispiel eines jeweils 10-prozentigen Brennstoffeinsatzes für Spitzenwärme und Spitzenstrom ist praktisch nur noch in Einzelfällen ein deutlicher Vorteil der KWK zu erkennen (siehe PE- Faktor **f** in Spalte 13 von **Tabelle 2**).

- **Tabelle 3** zeigt, dass alle betrachteten KWK-Anlagen sogar im „Paradefall“ (ohne Spitzenwärme und -strom) der Kombination aus GuD-Kraftwerk und Wärmepumpe unterlegen sind. Bei einigen kleineren Anlagen fällt dieses Defizit sogar recht drastisch aus. Die KWK-Anlagen mit hohem elektrischem Wirkungsgrad, z.B. die 200-MW-Gegendruckanlage „GegenP_200M“, können zwar mit $f_0 = 0.97$ im „Paradefall“ noch fast mit der getrennten Erzeugung mithalten, aber die Wärmeeinspeisung aus dem Spitzenkessel und der Spitzenstrom verschlechtern die PE-Bilanz weiter (siehe PE-Faktor **f**).

1.4 Vergleich über Strom-Endenergie Diagramm

Die Leistungsfähigkeit eines KWK Versorgers im Vergleich zu verschiedenen Referenzfällen der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme kann aus einem **Strom-Endenergie Diagramm**, **Abb. 5**, beurteilt werden. Hier sind 6 KWK-Anlagen durch jeweils ein Symbol dargestellt, wobei die kleinen Symbole für den Paradefall, also ohne Spitzenwärme und Spitzenstrom, gelten und die dazugehörigen großen Symbole beispielhaft für den Fall eines jeweils 10%-igen Einsatzes des Erdgases für Spitzenkessel und Spitzenstrom (also: für $x_{SK} = x_{SE} = 0.1$) eingezeichnet sind. Damit lässt sich der Einfluss der Betriebsweise erkennen. Die Linien markieren die Ortskurven für die als Referenz herangezogen getrennte Erzeugung. Zusätzlich zu den Angaben in **Abb. 4**, mit den „europäischen Hocheffizienzlinien“ nach [14] und der Referenzlinie „GuD + Brennwertkessel“, ist hier noch die Kurve „GuD versorgt auch WP“, **E_GuD1**, für die getrennte Erzeugung von Strom in einem modernen GuD und Wärme aus einer Wärmepumpe mit der Jahresarbeitszahl JAZ= 4 eingezeichnet.

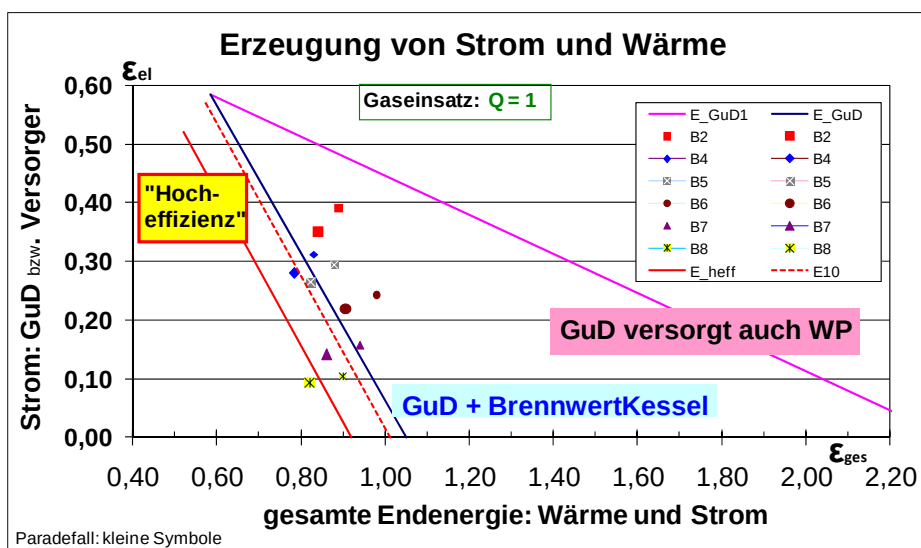


Abb. 5: Strom Endenergie Diagramm für 6 KWK- Anlagen aus den Tabellen 2 und 3. (Erläuterung siehe Text)

Durch die Normierung des Gaseinsatzes auf $Q=1$ kann man die Stromachse mit dem elektrischen Nutzungsgrad ϵ_{el} und die Abszisse mit dem Gesamt-Nutzungsgrad ϵ_{ges} identifizieren.

Man beachte, dass die Dominanz des Referenzfalles „GuD versorgt auch WP“ überragend ist und keinesfalls kritisch von dem gewählten anspruchsvollem aber dennoch realistischen Wert der Jahresarbeitszahl (JAZ=4) der WP abhängt. Weiterhin ist deutlich sichtbar, dass viele KWK-Anlagen bereits durch eine Betriebsweise mit $x_{SK} = x_{SE} = 0.1$ schlechtere Werte erreichen als der Referenzfall „GuD + Brennwertkessel“.

Fazit:

1. Eine Versorgung mit Strom und Wärme unter Einsatz von KWK-Anlagen ist selbst bei einer getrennten Versorgung mit GuD und Brennwertkessel keineswegs grundsätzlich überlegen. Es kommt nicht nur auf die Anlagen sondern in einem erheblichen Ausmaße auch auf die Betriebsweise an.
2. Die KWK unterliegt im technischen Wettbewerb mit GuD-Kraftwerk und Wärmepumpe.
3. Schlussfolgerung:
Eine herausragende Subventionierung der KWK verzerrt den Wettbewerb unter den verfügbaren technischen Optionen und kann daher letztendlich nur zu einem suboptimalen Ergebnis bei der integralen Energie-Effizienz führen.

2. Warum die KWK weniger gut ist als sie meist dargestellt wird

Wir haben im Abschnitt 1 auch im Sinne der EU-Richtlinie 2004/8/EG/ ([13]) die Energieversorgung durch neue KWK-Anlagen mit derjenigen durch alternative neue Anlagen zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme verglichen. Bei dieser realistischen Betrachtung kamen deutlich niedrigere Energieeinsparungen als bisher veröffentlicht heraus.
Was wurde hier anders gemacht?

Die meisten konventionellen Betrachtungen unterscheiden sich von unserer Darstellung in einem oder mehreren der folgenden Punkte:

(1) Es werden oft, allerdings nicht in EU Gesetzestexten und daraus abgeleiteten nationalen Gesetzen, die groben **Fehler des „KWK-Mythos“** begangen:

- Wärme (geringer Exergiegehalt) und Strom (reine Exergie) werden einfach addiert, und diese „Brennstoffausnutzung“ wird dann als **alleiniger** Gütefaktor herangezogen,
- KWK aus **Erdgas** wird mit Strom aus **Kohlekraftwerken** verglichen,
- **neue** KWK-Anlagen werden **alten** Kraftwerken und Heizkesseln gegenüber gestellt,
- man betont die „Abwärmenutzung“ und übersieht, dass diese durch eine Einbuße am elektrischen Wirkungsgrad oft sehr teuer erkaufte ist.

Kommentar: Dies ist physikalisch-technisch nicht zu rechtfertigen und läuft auf eine Missachtung der EU-Richtlinie 2004/8/EG hinaus.

(2) Es wird nur die Wärme aus der KWK-Anlage betrachtet und nicht die gesamte Fernwärmelieferung; **der Beitrag des Spitzenkessels** wird also aus der Bewertung ausgeklammert.

Kommentar: Der Spitzenkessel ist Teil der Energiebilanz - auch wenn er die Effizienz der Fernwärme verschlechtert, muss er mit betrachtet werden.

(3) Es wird nicht die gesamte Stromerzeugung in der KWK-Anlage, sondern **nur die Stromerzeugung im KWK-Betrieb**, also im idealen wärmegeführten „Paradebetrieb“ mit gekoppelter Strom- und Wärmeproduktion, bewertet. Die mit einer KWK-Anlage mögliche herkömmliche Stromerzeugung ohne Wärmenutzung wird ausgeklammert.

Kommentar: Damit verzerrt sich aber der Vergleich: Ein GuD-Kraftwerk punktet gegenüber einem BHKW vor allem bei der reinen Stromerzeugung. Wenn aber die deutsche Stromversorgung statt auf zusätzliche GuD-Anlagen vermehrt auf neue KWK-Anlagen setzt, dann übernehmen diese Anlagen oder überalterte Kraftwerke die Rolle der nicht gebauten GuD-Kraftwerke. Daher darf dieser Bereich in der Bilanz nicht ausgeklammert werden.

4) Die vernünftigen allgemeinen Anforderungen der EU-Richtlinie 2004/8/EG ([13]) werden, wie bereits in Abb. 4 verdeutlicht, durch die nicht mehr zeitgemäßen und damit abwegigen Vergleichswirkungsgrade in der EU Entscheidung 2007/74/EG ([14]) konterkariert.

Kommentar: Damit werden überhöhte Einsparungen gegenüber fiktiven Anlagen errechnet, die den in Deutschland eingesetzten modernen GuD-Kraftwerken und Brennwertkesseln deutlich unterlegen sind.

(5) Bei Wärmepumpen wird mit einem Strombezug aus dem **deutschen Strommix** gerechnet. Wir legen stattdessen im Systemvergleich den Strombezug aus einem GuD-Kraftwerk zugrunde.

Kommentar: Der Grund ist offensichtlich: Bei einer neuen Erdgas-KWK-Anlage wird sowohl der Strom als auch die Wärme aus einer **neu** errichteten Anlage und aus **Erdgas** erzeugt. Zu einem korrekten Systemvergleich mit einer getrennten Erzeugung muss daher ebenfalls von modernen Erdgasanlagen ausgegangen werden. Diese bereits in der EU-Richtlinie 2004/8/EG ([13]) für den Fall von Kraftwerk und dezentralem Kessel festgelegte Vorgehensweise muss sinngemäß auch auf die Stromversorgung von dezentralen Wärmepumpen angewendet werden. Würde man nämlich die dezentralen Wärmepumpen im Systemvergleich mit dem Strom-Mix speisen, so würde man für die Energieversorgung der Wärmepumpen ja letztendlich nicht Erdgas sondern den Brennstoff-Mix der deutschen Stromerzeugung einsetzen. Im Übrigen werden bei der beabsichtigten Verlagerung von Erdgas aus der dezentralen Wärmeerzeugung in die Stromerzeugung (siehe Integriertes Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung [15]) ja auch tatsächlich neue GuD-Anlagen gebaut werden, falls KWK-Anlagen in geringerem Umfang zum Zuge kommen.

(6) Es werden **umfangreiche Nebeneffekte** berücksichtigt, z.B. Verluste im Stromnetz, Pumpstrom und Wärmeverluste in der Fernwärmeleitung, Bonus für verbrauchernahe Stromerzeugung, unterschiedlicher Energieaufwand für den Gastransport zu einem Großabnehmer oder zu dezentralen Verbrauchern etc.

Kommentar: Dagegen ist grundsätzlich nichts einzuwenden, sofern keine einseitige Auswahl erfolgt. In unserer Betrachtung, die auf die grundlegenden physikalischen Zusammenhänge ausgerichtet ist, sind diese Nebeneffekte unberücksichtigt geblieben, um eine einfache Darstellung zu erlauben, aus der der Einfluss der wesentlichen Parameter klarer hervorgeht. Da die Nebeneffekte zum Teil entgegen gesetzt gerichtete Auswirkungen auf die Energiebilanz haben und zumeist doch nur pauschaliert angegeben werden, haben sie insgesamt i.d.R. keinen grundsätzlichen Einfluss auf die genannten Ergebnisse.

Zusätzlich sollen noch die folgenden Probleme der KWK aufgelistet werden (Details hierzu in ([1] bis [4]))

- Das **Sommer-Winter-Dilemma**: Geheizt wird normalerweise vor allem in Winter. Da ist es schwierig im Gebäudewärmebereich auf eine hohe Auslastung ohne viel Spitzenwärme zu kommen
- Die **ökologische Sackgasse** der KWK: Wer eine dezentrale KWK- Anlage zuhause installiert hat, besitzt kaum noch finanzielle Anreize zur weiteren Reduzierung seines Wärmebedarfes.

3. Skizze zur Optimierung des Erdgaseinsatzes für Gebäudewärme

Man darf jedoch nicht das Kind mit dem Bade ausschütten. Kraftwärmekopplung ist eine moderne und thermodynamisch anspruchsvolle Form zur Gewinnung von Endenergie aus Brennstoffen. Eine allgemeine und alleine im Verfahren gründende Subventionswürdigkeit ist jedoch aus Gründen der Energieeinsparung nicht gegeben. Die KWK –Anlagen sollten sich dem ganz normalen Wettbewerb zur Energie- und CO₂-Einsparung stellen. Daher sollte man die Optimierungsfrage in der gebührenden Allgemeinheit stellen: wie und in welchem Gesamtrahmen lässt sich **Erdgas möglichst effektiv für die Wärmeversorgung im Gebäudebereich direkt oder indirekt** einsetzen? Hierzu müssen auch für eine Förderung und Beschleunigung der notwendigen Optimierung die richtigen Signale gegeben werden.

3.1 Vorschlag: Eingesparte Vergleichsenergie als Maß für Zuschüsse

Die KWK-Subventionierung erfolgt in Deutschland nach dem Prinzip „entweder voll oder gar nicht“: entweder liegen die Voraussetzungen des KWK-Gesetzes vor, dann erfolgt eine volle Förderung für jede kWh die in diesem Betriebszustande als „KWK-Strom“ erzeugt wird, oder aber es erfolgt überhaupt keine Förderung. Da die Anforderungen des KWK-Gesetzes sehr niedrig sind, kann es sogar vorkommen, dass eine Anlage die mehr Erdgas verbraucht, als eine äquivalente getrennte Erzeugung erfordern würde, trotzdem voll gefördert wird.

Dieses “Entweder voll oder gar nicht“ - Prinzip wird übrigens auch bei den Einspeisetarifen für Erneuerbare Energien nach dem EEG angewendet und ist dort, bei Wind und Solarenergie, auch sehr sinnvoll. Bei den Erneuerbaren Energien ist es nämlich gleichgültig wie effizient die Anlage ist: jede CO₂-frei produziert kWh ersetzt eine CO₂-Emission und die Ressource ist (außer bei Biomasse!) nicht knapp.

Bei der KWK ist dies jedoch völlig anders: hier werden knappe Energieträger eingesetzt und der Einspareffekt lässt sich nicht an der überhaupt produzierten Strommenge erkennen, sondern muss als Differenz zu den Referenzanlagen der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme berechnet werden. Was liegt näher als diese nachgewiesene Einsparenergie als Maß für den Zuschuss zugrunde zu legen. Falls überhaupt subventioniert werden soll, plädieren wir also gegen die bisherige Pauschalierung und für einen **in der Energieeinsparung „linearen Tarif“**.

Dieser lineare Einspartarif lässt sich bei Bedarf je nach eingesetztem Energieträger differenzieren und auf alle Arten der thermodynamisch optimierten Wärmeerzeugung in gleicher Weise anwenden und ermöglicht so einen fairen Wettbewerb.

3.2 Skizze zu einem Gesamtkonzept des Einsatzes von Erdgas mit den Zielen:

1. Direkten Erdgaseinsatz im Gebäudebereich zurückdrängen durch
 - a. Thermische Sanierung der Gebäudehülle und Wärmerückgewinnung
 - b. Auslegung der Wärmeübertrager (Heizkörper) auf kleine Temperaturdifferenzen zur Raumtemperatur (dies ergibt sich zu einem Teil schon durch die meistens vorhandene Überdimensionierung der Heizkörper in Verbindung mit der Senkung des Heizwärmebedarfes, zusätzlich können Flächenheizsysteme eingesetzt werden),
 - c. Einsatz von Wärmepumpen
 - d. Einsatz von Sonnenenergie zur Warmwassererzeugung im Sommer und zur Unterstützung des Niedertemperaturheizsystems im Winter.
2. Erdgaseinsatz im Strombereich ausweiten durch den Neubau von zentralen höchsteffizienten GuD- Anlagen, welche:
 - a. indirekt durch den Antrieb von dezentralen Wärmepumpen auch einen großen Teil der Wärmeversorgung übernehmen.
 - b. durch bedarfsgerechte Wärmeauskopplung auch Fernwärme bereitstellen können.
 - c. alte Kraftwerke mit hohen spezifischen CO₂-Emissionen in der Mittel- und Grundlast verdrängen.
3. Erdgas zur dezentralen Kraft Wärmekopplung einsetzen, aber nur bei Ausnutzung des Brennwerteffektes und bei garantierter Beschränkung auf streng wärmegeführten Betrieb. Dann kann die dezentrale KWK einen auch elektrizitätswirtschaftlich sinnvollen Beitrag zur Abdeckung der saisonalen Leistungsspitze durch den vermehrten Einsatz von Wärmepumpen leisten.

3.3 Zur Bewertungsmethode für KWK Anlagen:

Zum Vergleich zwischen den Auswirkungen des Einsatzes von neuen KWK-Anlagen gegenüber der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme müssen:

1. „vollständige Alternativen“ untersucht werden, also ein **abgeschlossener Bilanzkreis** gebildet werden, der die gesamte Strom und Wärmeproduktion der alternativen Anlagen und Hilfsanlagen umfasst und sich auf ein gesamtes Betriebsjahr erstreckt. Dies umfasst
 - a. beim *Referenzfall getrennte Endenergieerzeugung*: neues GuD- Kraftwerk im Jahresbetrieb, Brennwertkessel,
 - b. beim *Untersuchungsfall Fernwärme*: neue KWK-Anlage im KWK- Betrieb und im Spitzenstrombetrieb, Zusatzwärmelieferung über Spitzenkessel, Einsatz von Bestandskraftwerken zum Ausgleich der (vermutlich) höheren Stromproduktion durch das GuD- Kraftwerk des Referenzfalles
2. auch **weitere Alternativen** der Strom und Wärmeproduktion untersucht werden, z.B. GuD-Kraftwerk und elektrische Wärmepumpe, GuD-Kraftwerk und Gaswärmepumpe
3. der Einfluss der zu erwartenden **thermischen Sanierung** (Wärmedämmung, Fenster, Lüftung) auf den Wärmebedarf berücksichtigt werden

4. der Einfluss der zu erwartenden **niedrigeren Vorlauftemperatur** für Heizkörper oder Flächenheizsysteme beachtet werden
5. die Auswirkungen auf den Einsatz von **Solarwärme** zur Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung beachtet werden
6. der Einfluss der Wärmebereitstellung auf die Motivation und Wirtschaftlichkeit von weitergehenden Energie-Einsparmaßnahmen beachtet werden (Gefahr der **ökologischen Sackgasse**).

4. Zusammenfassung und Ausblick

Politik und öffentliche Meinung überschätzen in der Regel die Vorteile der KWK und übersehen ihre negativen Auswirkungen in Hinblick auf eine Gesamtoptimierung der Wärme- und Strombereitstellung.

1. Die KWK spart bei nüchterner und fairer Betrachtung selbst im für ihre Bewertung günstigsten „Paradefall“ eines streng wärmegeführten Betriebes ohne zentralen Spitzenkessel in der Regel nur geringe Prozentsätze an Primärenergie gegenüber einer getrennten Erzeugung von Strom mit einem modernen GUD-Kraftwerk und Wärme mit einem richtig ausgelegten Brennwertkessel ein. Bei Berücksichtigung der Betriebsweise, d.h. der bei vernünftiger Planung ökonomisch angezeigten Spitzenwärme und wegen der Versuchung zur Lieferung von Spitzenstrom ohne Wärmenutzung, tendiert der Einspareffekt jedoch oft gegen Null oder kann sogar negativ werden.

2. Bei einem Vergleich mit einer dezentralen Wärmeerzeugung aus Wärmepumpen, deren Strom von einem GUD-Kraftwerk geliefert wird, ist die KWK hingegen schon im streng wärmegeführten „Paradefall“ deutlich unterlegen.

3. Zur Erreichung der Klimaziele ist ein umfassendes Gesamtkonzept der thermodynamisch optimierten Bereitstellung der Energiedienstleistung „behagliches Raumklima und Warmwasser“ erforderlich. Der Staat sollte diese Entwicklung durch Forschung und Entwicklung, Modellvorhaben und Hilfen zur Markteinführung fördern. Sofern eine breit angelegten Subventionierung zur Beschleunigung der Marktdurchdringung gewünscht wird, sollte sie sich jedoch **nicht auf einzelne Technologien beziehen**, sondern die Vergütungen durch einen **“linearen Einsparungstarif“** an den tatsächlichen nachweisbaren Energieeinsparungen ausrichten, die sich gegenüber einem zeitgemäß anspruchsvollen Referenzfall nachweisen lassen.

Anmerkungen, Materialien und Literatur

Dem Kapitel liegen eine ausführlichere Darstellung als „Materialiensammlung“ und drei Powerpoint Vorträge zugrunde, in denen weitere Einzelheiten und Quellen angegeben sind:

- [1] Gerhard Luther Materialien: KWK und Systemvergleich
http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/ThOptHz/Materialien_3-c_Luther_KWK-undSystemvergleich.doc
- [2] G. Luther: Kraftwärmekopplung (KWK) – Hoffnungsträger oder Subventionsloch?, (2008)
http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/AKE2008H/Links_AKE2008H.htm
- [3] G. Luther: Thermodynamisch optimiertes Heizen: KWK, Wärmepumpe und Systemvergleich, (2009 und 2010)

- http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/AKE2009H/Links_AKE2009H.htm und
http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2010-AKE_Bonn/Links_DPG2010.htm
- [4] /DPG-E-Studie 2010/: Deutsche Physikalische Gesellschaft: „Elektrizität - Schlüssel zu einem nachhaltigen und klimaverträglichen Energiesystem“, (2010)
http://www.dpg-physik.de/veroeffentlichung/broschueren/studien/energie_2010.pdf
 - [5] G. Luther: Internet Themenseite „Thermodynamisch optimiertes Heizen“,
<http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/ThOptHeizen.htm>
 - [6] M. Horn et al.: Ermittlung der Potenziale für die Anwendung der KWK und der erzielbaren Minderung der CO₂-Emissionen einschließlich Bewertung der Kosten, 318 S., (2007), Band 10/07 der UBA-Reihe Climate Change, ISSN 1862-4359. Kann unter dem Stichwort „Publikationen“ heruntergeladen werden bei: <http://www.umweltbundesamt.de>
 - [7] KWKG: Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz 2009 , Bundesgesetzblatt Jahrgang 2009 Teil I, S. 2870 ff. Download: http://bundesrecht.juris.de/bundesrecht/kwkg_2002/gesamt.pdf
 - [8] A. Voss (IER Stuttgart) 2009: Referenzdatensatz für Kraftwerke, Stand 31.07.09, private Mitteilung
 - [9] E.ON Kraftwerke GmbH 2009: Homepage zum Neubau des Kraftwerkes Irsching
http://www.kraftwerk-irsching.com/pages/ekw_de/Neubau/Bauvorhaben/index.htm
 - [10] Gasbefeuertes Kompakt-Brennwert-BHKW MEPHISTO G20+:
<http://www.kraftwerk-bhkw.de/MEPHISTO/technik01.htm>
 - [11] BMU 2008: Energie dreifach nutzen: Strom, Wärme und Klimaschutz: Ein Leitfaden für.... Mini-KWK; http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitfaden_mini_kwk.pdf
 - [12] EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2008 Teil I Nr. 49, S. 2074 ff. Download: <http://www.bgblportal.de/BGBL/bgbl1f/bgbl108s2074.pdf>
 - [13] EU-Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Februar 2004 über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2004:052:0050:0050:DE:PDF>
 - [14] EU Entscheidung 2007/74/EG, Festlegung harmonisierter Wirkungsgrad-Referenzwerte für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme in Anwendung der Richtlinie 2004/8/EG; <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2007:032:0183:0188:DE:PDF>
 - [15] UBA 2007: Climate Change 05/07 (2007): "Klimaschutz in Deutschland: 40%-Senkung der CO₂-Emissionen bis 2020 gegenüber 1990", insbesondere Anhang 3, Seite 70.
<http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3235.pdf>

Dr. Gerhard Luther
 Forschungsstelle Zukunftsenergie
 c/o Technische Physik - Bau E26
 Universität des Saarlandes
 D-66041 Saarbrücken
 Luther.gerhard@vdi.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

Pressestelle:
Bonner Talweg 8, D-53113 Bonn
Tel. 0228-5552518, Fax 0228-5552519
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 mit freundlicher Genehmigung von ABB unter Verwendung der Abbildung 4 aus dem Beitrag von Dr. Thomas Benz 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