

Deutsche Physikalische Gesellschaft – Arbeitskreis Energie

KLIMASCHUTZ

und

ENERGIE

VERSORGUNG

10 Vorträge und 1 Abstract der Münchner Tagung (2006) Herausgeber: M. Keilhacker
eingeschlossen die Podiumsdiskussion ‘Energiepolitik – Klimaschutz – Energieforschung’

DPG Deutsche Physikalische Gesellschaft e. V.
Hauptstrasse 5, D-53604 Bad Honnef

Weitere Exemplare können bezogen werden von
< Martin.Keilhacker@SoftDesign.de >
oder über die Geschäftsstelle der DPG
< dpg@dpg-physik.de >

INHALTSVERZEICHNIS

Vorwort	5	Martin Skiba	
Günter Janeschitz		Herausforderung Offshore-Windenergie – Status quo und Perspektiven (Abstract)	117
ITER – the essential Step towards a Fusion Reactor	9	Robert Pitz-Paal	
Johannes Liebl		Solarthermische Kraftwerke – endlich wird gebaut	121
Die Automobilindustrie im Spannungsfeld von Gesetzgebung und Kundenerwartung	41	Gregor Czisch and Jürgen Schmid	
Kurt Kugeler, E. Kugeler, Inga Tragsdorf und Nathalie Pöppe		Low Cost but Totally Renewable Electricity Supply for a Huge Supply Area – a European/Transeuropean Example	133
Perspektiven der zukünftigen Erzeugung flüssiger Kohlenwasserstoffe unter Einsatz von Kernenergie	57	Wolfgang Schröppel	
Robert Wolf		Elektrische Energieversorgung 2020 – Perspektiven und Handlungsbedarf	161
Magnetisch eingeschlossene Fusionsplasmen auf dem Weg zu einer neuen Energiequelle	73	Walter Blum (für das Autorenteam des Arbeitskreises Energie der DPG)	
Heinrich Hora and George H. Miley		Klimaschutz und Energieversorgung in Deutschland 1990-2020	193
New Developments in Laser Driven Inertial Confinement Fusion	89	Öffentliche Podiumsdiskussion „Energiepolitik – Klimaschutz – Energieforschung“ Diskussionsleitung: Martin Keilhacker	221
Wolfgang Breyer		Anschriften der Vortragenden und des Herausgebers	233
Kohle- und Erdgaskraftwerke hoher Effizienz als Beitrag zum Klimaschutz	105	Liste der Vorträge 1996 – 2005	237

VORWORT

Der Arbeitskreis Energie (AKE) trat auch dieses Jahr bei der Jahrestagung der Deutschen Physikalischen Gesellschaft in München wieder mit einem eigenen Vortragsprogramm auf, das sich mit verschiedenen Formen der Energieerzeugung (ein Plenar-, neun Haupt- und sechs Kurzvorträge) und, im Rahmen einer Podiumsdiskussion, mit dem Zusammenhang zwischen Energieversorgung und Klimaänderung beschäftigte. Der vorliegende Tagungsband enthält den Plenarvortrag, acht der Hauptvorträge (vom neunten das Abstract) und einen Kurzvortrag, sowie eine Kurzfassung der Podiumsbeiträge. Die meisten der wiedergegebenen Vorträge, und einige der Kurzvorträge, können außerdem in ihrer Power-Point-Version im AKE-Archiv [1] aufgerufen werden.

Auf einige Beiträge des Tagungsbandes möchte ich hier kurz eingehen.

Kurt Kugeler, RWTH Aachen, plädiert in seinem Beitrag dafür, die Kernenergie in Zukunft auch zur Erzeugung der für die Weltenergiewirtschaft so wichtigen Kohlenwasserstoffe aus Ölsanden, Ölschiefer, Kohle und Biomasse einzusetzen. Dies würde den Rohstoffeinsatz halbieren und gleichzeitig die Umwelt schonen, da kein CO₂ emittiert wird. Die dafür notwendigen Kernreaktoren müssten neben elektrischer Energie vor allem Wärme und Heißdampf hoher Temperatur (~900°C) liefern. Die entsprechenden nuklearen Verfahrenstechniken sind heute bereits verfügbar (besonderes Know-how ist in Deutschland vorhanden) und bieten gegenüber konventionellen Verfahren einen erheblichen Kostenvorteil (um etwa einen Faktor zwei). Die Kernreaktoren könnten in katastrophenfrierer Technik realisiert werden.

Bei der Kernfusion ist letztes Jahr nach langem politischem Tauziehen die Bauentscheidung für den ITER gefallen, der die Grundlage für den Demonstrationsreaktor DEMO (Inbetriebnahme etwa 2035) legen soll. Wie Günter Janeschitz, FZ Karlsruhe, zeigt (Plenarvortrag), bedeutet der ITER in seinen Plasmaeigenschaften nur eine moderate Extrapolation gegenüber den existierenden Tokamak-Experimenten. Man kann deshalb recht sicher sein, dass er die vorhergesagte Fusionsleistung (500MW) und Pulsdauer (400sec) bei einem Energiemultiplikationsfaktor von 10 erreichen wird. Für eine ökonomisch attraktive Nutzung der Energiequelle Kernfusion muss jedoch der Energiemultiplikationsfaktor auf einen Wert von etwa 30 gesteigert und gleichzeitig ein nahezu stationärer Betrieb gewährleistet werden. Die neueren Ergebnisse der laufenden Fusionsexperimente sowie die auf Plasmamodellen basierenden Vorhersagen lassen erwarten, dass auch dies höchstwahrscheinlich erreicht werden kann. Gleichzeitig ist ITER auch ein Technologie-Experiment, in dem reaktorrelevante Komponenten, wie supraleitende Magnete, hoch

wärmebelastete, aktiv gekühlte Komponenten, fernbediente Wartung und Tritium-Brut-Blankets, zum ersten mal eingesetzt werden.

Ergänzend beschreibt Robert Wolf, FZ Jülich, in seinem Beitrag wie die Eigenschaften von Fusionsplasmen, insbesondere ihr Einschluss, in den letzten Jahren durch zunehmendes physikalisches Verständnis und konsequente technische Weiterentwicklung um mehrere Größenordnungen verbessert werden konnten. Wichtigste physikalische Aufgabe an ITER bleibt nun zu untersuchen, wie sich ein durch Alphateilchenheizung dominiertes Plasma verhält. – Eine Alternative zur Magnetfusion ist die Trägheitsfusion. Heinrich Hora, University of New South Wales, Sydney, beschreibt, wie die seit kurzem verfügbaren Laser mit Petawatt Leistung und Pikosekunden Pulslänge eventuell einen einfacheren und kostengünstigeren Weg zur Trägheitsfusion erschließen könnten: Die Erzeugung von Ionenstrahlen mit extrem hohen Stromdichten, die es erlauben würden, D-T Kügelchen sogar bei Festkörperdichte zur Zündung zu bringen.

Drei Beiträge beschäftigen sich mit dem Entwicklungsstand und den Perspektiven der erneuerbaren Energieträger Windenergie und Solarthermie. Wie Martin Skiba, REpower Systems, Hamburg, zeigt, haben die Nennleistung (mit 5MW) und der Rotordurchmesser (mit 126m) der für den Offshore-Betrieb vorgesehenen Anlagen mittlerweile beeindruckende Dimensionen erreicht. Für die 5MW-Generatoren existieren mehrere technische Konzepte und auch für die notwendigen Fundamente gibt es eine Reihe von Lösungsvorschlägen. Bis zur Realisierung der Anlagen sind jedoch noch beträchtliche Hemmnisse (Netzkapazität, maritimes Umfeld, Naturschutz, Genehmigungspraxis, Finanzierung/Versicherung) zu überwinden, sodass der Windausbau in der deutschen Nord- und Ostsee bis 2010 bestenfalls 1500 statt der geplanten 5400MW (dena Studie, 2005) erreichen wird. – Robert Pitz-Paal, DLR Köln, weist in seinem Beitrag darauf hin, dass nach einer längeren Phase der Stagnation nun in mindestens vier Ländern (Spanien, Italien, USA, Australien) solarthermische Kraftwerke gebaut oder bereits in Betrieb genommen werden. Während die Stromgestehungskosten bei diesen ersten Projekten je nach Standort und Größe noch bei 15-25 Cent/kWh liegen, wird damit gerechnet, dass sie bis 2020 durch weitere technische Fortschritte und Skaleneffekte auf etwa 6 Cent/kWh gesenkt werden können.

Im letzten der drei Beiträge berichtet Gregor Czisch, IEE-RE, Kassel, über eine Untersuchung, die sich mit den Möglichkeiten einer rein regenerativen Stromversorgung für Europa und seine Nachbarn beschäftigt. Auf der Basis heutiger Kosten ergibt sich danach als kostenoptimale Lösung die großräumige Nutzung von Windenergie – ergänzt durch ein leistungsstarkes Übertragungsnetz und ein Backup-System aus Wasserkraft, Biomasseverstromung und solarthermischen Kraftwerken. Die Stromkosten für diese rein regenerative Versorgung sollten kaum über den heutigen Preisen liegen.

Der Tagungsband schließt mit einem kurzen Bericht über eine Podiumsdiskussion zum Thema „Energiepolitik – Klimaschutz – Energieforschung“, die an einem der Abende unter der Diskussionsleitung von Martin Keilhacker, München, stattfand. Ausgangspunkt war die DPG-Studie „Energieversorgung und Klimaschutz in Deutschland 1990-2020“, die von Walter Blum, CERN, Genf, vorgestellt wurde. Anschließend gaben die Panelteilnehmer kurze Statements ab: Christoph Bals, GermanWatch, Bonn, zur Situation des Treibhausgas- und Klimaproblems sowie den klimapolitischen Instrumenten; Joachim Luther, ISE, Freiburg, zu möglichen Elementen eines nachhaltigen Energiemix; Walter Sandtner, BMWT, Bonn, zur internationalen und nationalen Entwicklung der Kernenergie sowie zur FuE-Situation; Alex Bradshaw, MPI, Garching, zur einzigen „neuen“ Energiequelle, der Kernfusion.

Da die Tagungsbände in ihrer Gesamtheit eine vielseitige und umfassende Informationsquelle zu den Energiefragen unserer Zeit darstellen, sind im Anhang alle Vorträge der Jahre 1996 – 2005 zusammengestellt.

Zum Schluss möchte ich, auch im Namen der Deutschen Physikalischen Gesellschaft, allen vom Arbeitskreis Energie eingeladenen Rednern sehr herzlich für ihre interessanten Vorträge und die zusätzliche Mühe, diese auch in schriftlicher Form zugänglich zu machen, danken. Mein ganz besonderer persönlicher Dank gilt wieder Frau Barbara Blum für die ausgezeichnete technische und künstlerische Gestaltung des Tagungsbandes.

Martin Keilhacker (München)

ITER - THE ESSENTIAL STEP TOWARDS A FUSION REACTOR

Günter Janeschitz

Forschungszentrum Karlsruhe, EURATOM Association, Karlsruhe, Germany

1. Introduction

While the paper concentrates on ITER itself, in this introduction a brief description of the basics of fusion energy is given and how a machine like ITER was defined. This will help the non-expert reader to understand the following chapters better.

Fusion research has the aim to make the energy source which powers the sun available on earth. The first question which arises is: what is this process and why can one obtain so much energy out of it? The energy gain of fusion and fission 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. The largest binding energy per elementary particle is found around the element iron while heavy elements such as Uranium and light elements such as hydrogen have smaller binding energies (Fig. 1a). Therefore when a heavy element like Uranium is split in two lighter ones or when light elements like Hydrogen isotopes fuse to He a net energy gain results, i.e. the difference in binding energy is released in form of kinetic energy of the resulting nuclear particles.

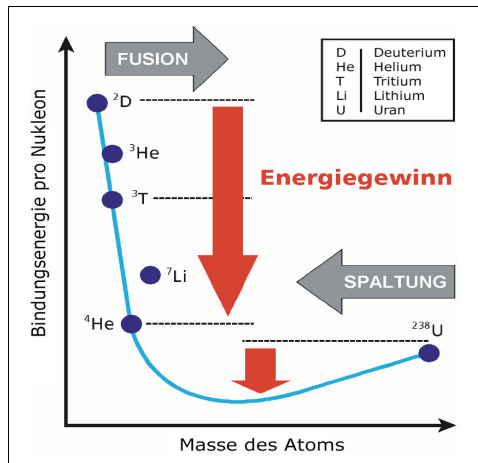


Fig. 1a: Binding energy versus atomic mass.

One can see the large gain in binding energy between Hydrogen and Helium.

In order to achieve fusion of light elements, such as Hydrogen to Helium, one has to overcome the Coulomb barrier to the point where the strong nuclear forces can act and a new element (e.g. He) is produced (Fig. 1b). In order to transverse the Coulomb barrier the two elements to be fused must have sufficient kinetic energy. However, the kinetic energy needed to go over the top of the coulomb barrier is very large and thus not reasonably achievable even not in our sun. The trick which nature provides is the quantum mechanical tunnel effect which provides a certain probability that nuclear particles can tunnel through the coulomb wall (Fig. 1b). This means that only a small percentage of collisions between Hydrogen isotopes will result in fusion reactions while the majority will just be elastic scattering. This is one of the reasons why it is not possible to use accelerators to shoot particles into each other in order to achieve a net fusion energy gain.

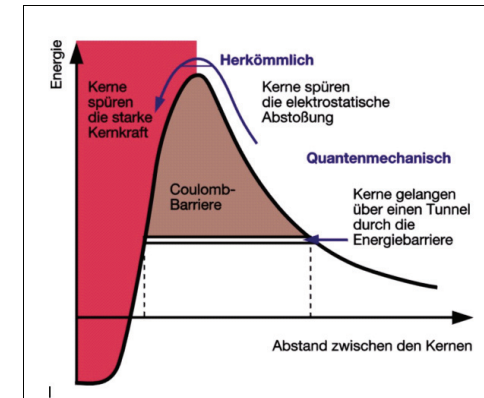


Fig. 1b: Coulomb barrier and area where the strong nuclear forces act.

One can see that only part of the barrier has to be climbed in order to allow the tunnel effect.

The means to provide the required kinetic energy together with a number of collisions per second which will result in enough fusion reactions to sustain the process and to obtain a net energy output is to confine a hot gas of Hydrogen isotopes in some kind of bottle. The temperature which is needed on earth to obtain these conditions is in the order of 100 million degrees or ~ 10 KeV average particle energy (in a Maxwell distribution) for magnetic fusion (see below) and somewhat less for inertial fusion. Magnetic- and inertial fusion describe the two possible “bottles” which can be used on earth and which can sustain the above extreme temperatures. The first one uses a magnetic field to confine the hot gas (see more details below), while the second one uses the inertia of a kinetic compression of a small Hydrogen pellet driven by fast evaporation of its surface. In this paper only magnetic fusion will be discussed because it is the basis of ITER and because in the opinion of the author it is the only reasonable way towards commercial fusion energy.

The fusion reactions which are achievable on earth with a possible net energy output can be seen in Fig.2, where it becomes immediately 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 He₄ (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 energy. Due to the fact that neutrons have no electric charge and therefore are not confined by a magnetic field, they can exit the magnetic bottle. These neutrons will release most of their energy in a ~700 mm wide surrounding structure, called the blanket, by collisions resulting in a volumetric heat production there.

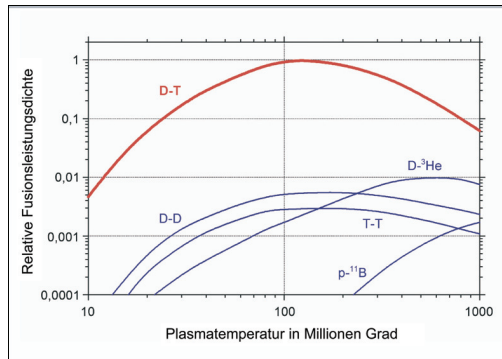


Fig. 2: Relative fusion power density versus plasma temperature in million degrees. It can be seen that the D-T reaction is the most promising fusion reaction to be achieved on earth.

However, one of the partners in the D-T reaction, namely Tritium, is a radioactive element with a half life time of 12 years and thus does not exist naturally on earth. Therefore Tritium (T) has to be produced by a nuclear reaction between a neutron and a Lithium nucleus resulting in He₄ and Tritium. Thus the neutrons produced in the above fusion reaction have a dual purpose, namely to produce T and to release their energy by collisions in the blanket structure (produce the heat to be transformed in usable energy, e.g. electricity). The hot gas confined in the magnetic bottle has therefore to be surrounded by a ~700 mm thick blanket structure which contains Li, where the neutrons exiting the magnetic bottle produce T and heat.

How can one confine a 100 Million degree hot gas, called a “plasma”. A plasma is the fourth state of matter because at this temperature the electrons (charge -) are separated from the nuclei (charge +, from now on called the ions) and thus form a mixture of two

electrically charged gases (electrons and ions) mixed in such a way that the gas looks macroscopically neutral (otherwise electric fields would arise which would force quasi neutrality). The fact that the elements of the plasma (electrons and ions) are electrically charged, makes it possible to confine it in a magnetic field, because charged particles are bound to magnetic field lines around which they gyrate (Fig. 3).

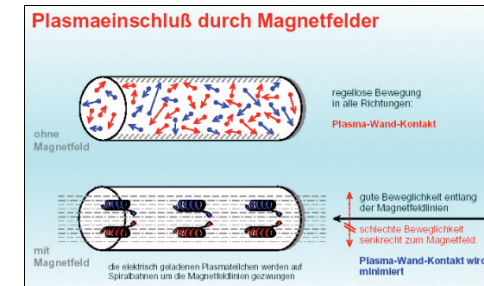


Fig. 3: A hot plasma in a cylinder with and without magnetic field. A magnetic field confines the plasma to the fieldlines and thus isolates it from the cylinder walls.

If one wants to bend the magnetic field into a torus, the fieldlines have to have a helical structure and a magnetic well (stellarator) or a vertical field (Tokamak) in order to confine the plasma. The helical fieldline structure averages out different drifts of electrons and ions in a non homogenous magnetic field, which would cause charge separation resulting in the generation of electric fields. A toroidal magnetic field and a vertical electric field would result in a radial force destroying the plasma confinement.

There are two ways of producing helical magnetic field structures which can confine a hot plasma:

- the stellarator where shaped coils produce a helical field with a magnetic well confining the plasma. 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
- the tokamak where a toroidal magnetic field configuration is produced by coils plus a current (in the MA range) which is induced into the plasma by a transformer coil in the centre of the torus (Fig. 4a). The magnetic field produced by the plasma current together with the toroidal field generated by the external coils result in a helical field structure. This is however not sufficient to confine a plasma because there is no magnetic well which prevents the plasma from expanding radially. Therefore an additional vertical field produced by so called poloidal field coils is required which keeps the plasma in the desired position. In a modern tokamak also other field

components are produced by the poloidal field coil set. They shape the plasma, produce a divertor, and a radial field, which can control the vertical position of the plasma (see below for more details). The tokamak, a Russian invention at the end of the 60s, is far enough developed to be the basis for a reactor class machine and therefore ITER is a tokamak.

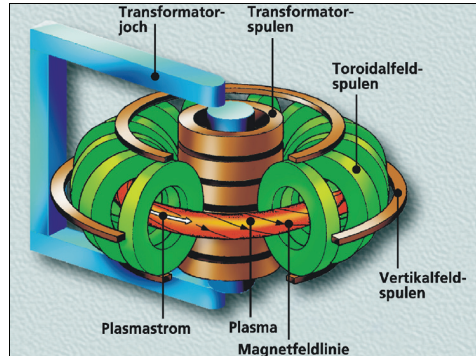


Fig. 4a: Principle of a tokamak. The toroidal field coils, the primary winding of the transformer in the centre (Central Solenoid) and the coils producing the vertical field can be seen. Also visible is the helical field structure in the plasma - the secondary winding of the transformer where a current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

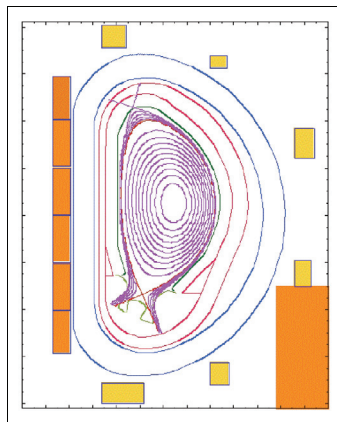


Fig. 4b: The cross section of a modern tokamak. The CS, the poloidal field coils and the shaped plasma can be seen. Also visible is the divertor at the bottom of the vessel.

As already mentioned, a modern tokamak has a more complex magnetic configuration than shown in Fig. 4a. First of all the plasma cross section should be vertically elongated and bent in a kind of bean form (triangularity) as shown in Fig. 4b.

Both shaping measures result in a higher shear of the magnetic fieldlines particularly at the plasma boundary and thus allow a plasma with high pressure to be contained by the magnetic bottle. In addition more current can be induced in an elongated- compared to a round plasma shape without causing MHD instabilities. Another important function of the poloidal field coils is the introduction of a divertor field, i.e. the nulling of the poloidal field in the so called X-point (Fig 4b) which creates an area at the plasma edge (outside a so called separatrix), where the magnetic fieldlines are no longer closed (going permanently around the torus in a helical pattern) but are “cut open” and end after ~ 1.5 toroidal turns in a separate chamber on the wall (divertor target). This divertor allows to concentrate the unavoidable plasma-wall interaction to take place separated from the hot plasma core and thus yields higher plasma edge temperatures which are important for good energy confinement. It also concentrates the plasma exhaust at the bottom of the machine where the He ash and other impurities can be easier removed. It would go too far for this paper to explain more details of the divertor physics which can be found in [1].

As a last point in this introduction a brief explanation how a reactor class machine like ITER is sized and what are the driving parameters for this is given here. The most important parameter which drives the size of a reactor class machine is the energy confinement time in a magnetically confined plasma. The energy confinement time is the time in which the energy content of the plasma falls by $1/e$ and thus is a measure for the quality of the insulation which the magnetic field configuration provides. Energy and particle confinement in magnetically confined plasmas is not classical and also not “neo-classical” (a extension of classical physics for toroidal geometry) but is turbulent driven and thus much worse than based on classical physics.

The turbulence can be reduced by certain measures (e.g. plasma shaping, high plasma edge temperature, etc) and can even be suppressed in some areas of the plasma cross section, e.g. at the plasma edge in the so called H-mode by a combination of magnetic and electric field shear [2, 3]. In this brief explanation of machine sizing a scaling law for energy confinement derived from experimental results will be used instead of turbulent physics in order to be simpler and to give the reader a feeling for the important parameters. The law for the energy confinement time is:

$$\tau_{E,th}^{ELMy} = 0.0562 \times I^{0.93} B^{0.15} P^{-0.69} n_{e,19}^{0.41} M^{0.19} R^{1.97} \epsilon^{0.58} \kappa^{-0.78}$$

where R is the big radius of the machine (machine centre to plasma centre), I is the plasma current, P is the power used to heat the plasma to the required temperature, ϵ is the aspect ratio (ratio of R/a where a is the minor radius, i.e. the radius of the plasma) and κ is the elongation of the plasma.

In order to generate a commercially interesting net energy output, a plasma should be close to ignition meaning the energy of the He nuclei produced in the fusion reaction should be sufficient to keep the plasma temperature at the required 100 million degrees. The required parameters for this condition can be described by the so called triple product diagram as seen in Fig 5. 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 the temperature has to be in the range of 10 to 20 keV.

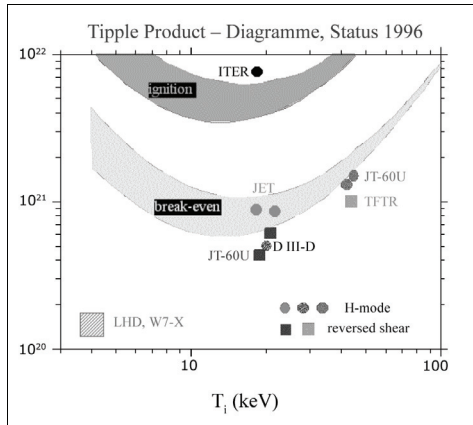


Fig. 5: Triple product diagram versus plasma temperature in keV.

It can be seen that present day machines are about a factor of 10 away from the ignition domain.

Considering the required temperature and that the plasma density cannot be increased much above $10^{20} m^{-3}$ for instability reasons, an energy confinement time of ~ 6 sec has to be obtained in order to fulfil the above criterion. Considering the scaling law for energy confinement and some engineering rules (size needed for superconducting coils with a maximum field of ~ 12 T at the coil, size of neutron shield (Vacuum Vessel and Blanket, etc) which are all imbedded in a so called system code, a machine with ~ 8 m major radius, 2.8 m minor radius and 5T on the plasma axis results. This machine would be ignited and produce ~ 3 GW of fusion power which would result in ~ 1.2 GW electricity production in case of a commercial reactor. In order to reduce the financial risk but nevertheless produce a reactor-relevant plasma a machine with 10 times the fusion to plasma heating power can be also considered. This type of machine would be only self heated by $2/3$ and needs therefore some additional heating from outside but would provide all the answers required for half the cost. This type of machine has a major radius of 6.2 m, a minor radius of 2 m and a field of 5.5 T on axis and is the basis for the ITER design.

More information on the fusion basics and also some history can be found in [4]. More details on the layout of ITER as well as plasma wall interaction issues can be found in [5, 6]. The following part of the paper is to a large extent based on a paper given at the conference of the Kerntechnische Gesellschaft [7] in Düsseldorf in 2004, but was updated to contain the latest developments. However, due to the fact that the ITER process during the last few years was dominated by negotiations, no substantial changes happened in the technical field during this period.

2. The Path to Fusion Energy beyond ITER

Before the ITER machine itself is described in more detail a brief description of how ITER is embedded in the rest of the program which has the aim to produce commercial fusion energy in ~ 30 to 40 years from now is given.

On May 24th 2006, the worldwide fusion energy research, in particular the seven nations (parties) who participate in the ITER project (EU, JA, RF, US, KO, CHINA, IN), have taken the crucial step towards a commercial fusion reactor, namely the decision to construct ITER. As already mentioned above the ITER machine [8] is a reactor class fusion device which is the most important element on the way to commercial fusion energy. However, as discussed in various publications, e.g. [9], ITER alone will not be sufficient to gain all the knowledge required for a commercial fusion reactor. Other elements like suitable structural materials, a He cooled breeding blankets, a He cooled divertor as well as High Temperature Superconducting coils are also essential elements to be developed before a commercial fusion reactor can be built. In addition, the conservative physics performance on which the ITER design is based, needs to be superseded in a fusion reactor. Judging from the results from existing fusion experiments gained over the last years, this seems achievable and is in fact one of the aims of the ITER research program. Therefore the anticipated successful integration of reactor physics and technology in ITER as well as the parallel development of breeding blankets and suitable structural materials will be the basis for the design and construction of a commercial demonstration reactor “DEMO” around 2025 (“Fast Track”). The operation of “DEMO” could then start around 2035 allowing commercial fusion power on a large scale to start around 2045.

Fig. 6 shows the roadmap to fusion energy consisting of several elements which are needed to develop the knowledge required for a commercial fusion reactor, namely:

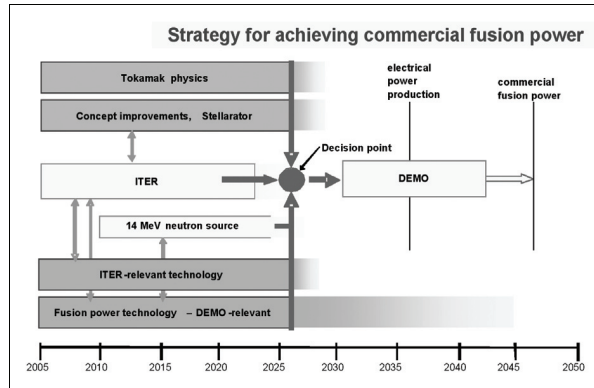


Fig. 6: Road Map towards commercial fusion energy.

The three major elements of research illustrated in the above figure, namely a physics program, a major facility program (ITER, IFMIF) and a fusion technology programme, have to be performed in parallel in order to generate the knowledge required for the construction of DEMO in 2025.

A plasma physics program

- using existing machines of the tokamak type (e.g. ASDEX-UP, JET, DIII-D, C-mod, JT60U, etc.) as well as
- machines studying an alternative magnetic confinement concept (e.g. Stellarators such as LHD, W7X etc).
- A new, so called satellite machine to ITER, i.e. a large superconducting tokamak, must be constructed as a successor to JET which can help to develop plasma scenarios for ITER (e.g. JT60-SC or NCT planned in Japan).

A major facilities program

- ITER as the most important next step.
- IFMIF, an International Fusion Materials Irradiation Facility, aimed at qualifying structural materials for DEMO with 14 MeV neutron irradiation at DEMO relevant dose rates.
- An extended performance phase in ITER (around 2022) in order to test “in vessel components” (blanket, divertor) under conditions as close as possible to a reactor. This would require the installation of a full breeding blanket in ITER allowing a higher fluency and thus component tests in a 14 MeV neutron environment, albeit at a relatively low dose compared to a fusion reactor.

A Fusion technology program

which consists of three components:

- A DEMO design team which produces a few conceptual but comprehensive design options for DEMO, which are the basis for a focused fusion technology development program (see next two items). Around 2015, the results of the fusion technology program together with advances in the physics understanding could then allow the focusing of the different options to one. In 2020, this option could be further improved based on the results from ITER and the technology program, allowing the start of a detailed design and the construction of DEMO around 2025.
- Based on the above mentioned DEMO design, those technologies already used in ITER (i.e. the ITER relevant technologies such as SC-magnets, fuelling systems, high heat flux (HHF) components, remote maintenance, reactor relevant steady state plasma heating systems, etc) have to be advanced further for DEMO (e.g development of high temperature SC-magnets), regardless of the fact that they are already available for the construction of ITER.
- Also based on the above mentioned DEMO design a fusion power technology program has to be pursued including the development of breeding blankets, of tritium extraction from the breeding blankets, of a He cooled divertor and, above all, of structural materials for the “in vessel components”, which are low activation and can withstand the intense 14 MeV neutron bombardment with acceptable mechanical properties.

All the above mentioned elements together are imbedded in the so called “Broader Approach to Fusion Energy” and have been agreed between the EU and JA in a supplementary agreement together with the ITER agreement. This will allow the Fast Track outlined in fig. 6 to be realised and will result in commercial fusion power being available well before 2050.

As already stated, ITER is the most important element on this development path towards commercial fusion energy. The detailed design of ITER was started in 1992 resulting in a ignition machine as described in the introduction, however, in 1998 a redesign took place aimed at reduced size and cost. A final design report for the reduced size ITER machine was delivered in 2001 [8] allowing the start of construction negotiations between the participating parties. The construction agreement will be in place end of 2006 or latest at the beginning of 2007 when all the ITER parties will have ratified it.

Regardless of the extensive preparation during the design phase, where the ITER design was underpinned with a comprehensive R&D program, the construction of ITER remains a challenge, albeit a manageable challenge. In particular the step from R&D to a kind of serial production (within a given timeframe and with a continuous high quality), where many of the large components are manufactured by different ITER parties and where some of the

components need to be licensed (similar to a nuclear license), will be a challenge for the ITER team, the domestic agencies and industry in each party, as well as for the participating laboratories.

In the following sections the ITER physics goals as well as the foreseen technology will be discussed. In particular an overview of the ITER design, of the major R&D projects and results as well as a short outlook towards the challenges ahead during ITER construction will be given.

3. ITER Physics Basis and ITER Physics Goals

The ITER design is based on relatively conservative physics requirements [10] in order to ensure that the predicted performance in inductive operation (Fig.7) of $Q = 10$ (Q being the ratio of Fusion power to plasma heating power) can be achieved [11] (Fig.8).

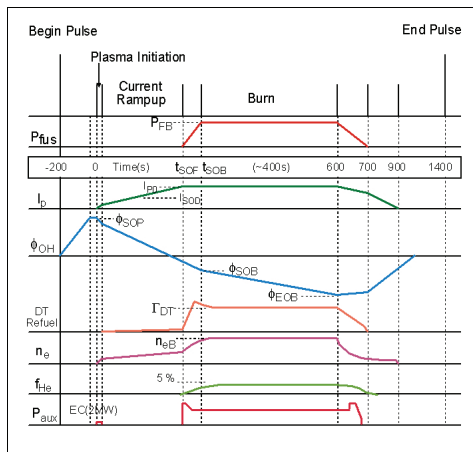


Fig. 7: Typical example of an inductive tokamak pulse. The curve labelled “OH” shows the transformer current, the curve labelled I_p is the plasma current, other curves are: fusion power (P_{fus}), density (n_e), external heating power (P_{aux}), etc.

For any next step machine like ITER the achievement of $Q = 10$ is essential, because only then α particle heating dominates ($Q = 10$ means 2/3 α particle heating, i.e. self heating, and 1/3 external heating). 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 $Q = 5$ [10], i.e. discharges with non inductively driven current. In these discharges, which are called “Advanced Tokamak Discharges”, the plasma current consists of $\sim 70\%$ bootstrap current (driven by pressure gradients in the plasma) and a smaller part of the current ($\sim 30\%$, driven by external sources, i.e. heating and current drive systems).

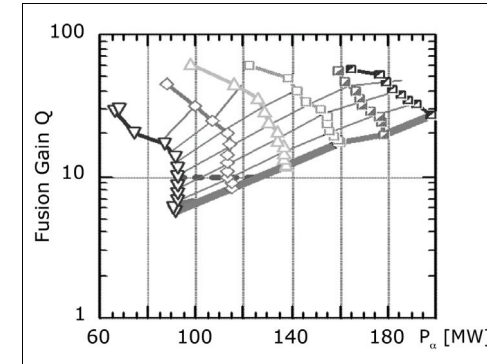


Fig. 8: Predicted operation space (α heating power versus Q) using an integrated plasma model for inductive discharges in ITER. One can see that ITER will most likely exceed $Q = 10$ in a large part of its operation space.

External current drive is very expensive because the current drive efficiency is rather low (< 0.03 MA/MW) and thus a lot of the applied power is dissipated as plasma heating or inside the current drive system itself. Therefore, the ongoing plasma physics development with the aim to increase bootstrap current and energy confinement is very active and has shown significant success during the last years [12, 13]. By shaping the current profile inside the plasma towards a flat or even a hollow current distribution (Fig. 9) in the plasma core region by external current drive aligned with the bootstrap current, 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.

If the current density profile is flat or slightly hollow (Fig 9) in the inner region of the plasma, the magnetic shear, i.e. the poloidal angle between neighbouring helical field lines, is small or even negative. In such a case the electron confinement is improved because of, among others, the reduced number of rational magnetic surfaces in close proximity. This in turn allows higher pressure gradients, which not only yield higher energy confinement and bootstrap currents, but also produce a radial electric field. This radial electric field is able to reduce ion turbulent transport by velocity shear (radial electric field together with the

toroidal magnetic field produces a poloidal force and thus poloidal rotation of the plasma). Thus both transport channels, ions and electrons are improved in the above describe hybrid discharges, and also in other forms of Advanced Tokamak Discharges. In all these discharges so called internal transport barriers (ITB) develop spontaneously due to the reduction of turbulent energy and particle transport.

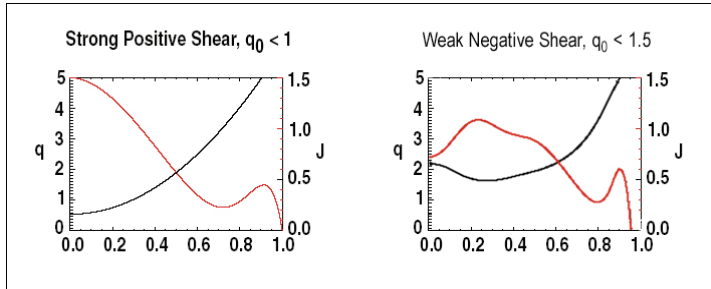


Fig. 9: The current density profiles (gray) and the q profiles (black) for an inductive discharge (left) and an advanced tokamak discharge (right) versus the normalised plasma radius.

As one can see, the current profile is hollow in the picture labelled weak negative shear. The shear is the rate of change of the magnetic fieldline angle with increasing radius and is related to the q profile (q is $1/$ the number of poloidal turns of a fieldline in one toroidal turn).

Either strong transport barriers with large but very localised pressure gradients develop, or an improvement of confinement over a significant part of the plasma radius. The latter type is probably caused by an increased magnetic shear in the plasma edge and thus a larger H-mode pedestal yielding an improved confinement in the core plasma and thus an increased pressure gradient over a large fraction of the plasma. This type of discharge is the basis for the above mentioned hybrid regime allowing long pulses (significant bootstrap current fraction of $\sim 60\%$) and high performance (high fusion power and high fusion gain Q ; Fig. 10) to be achieved in ITER. These discharges are therefore very promising regimes for the ITER high performance operation. Due to the higher external heating power (current drive) in the steady state discharges when compared to the inductive ones, the fusion gain in these discharges will be smaller ($> Q = 5$) but the fusion power in all of the above mentioned discharge types will be similar and will be in the order of 500 MW with a neutron wall loading in the order of 0.6 to 0.9 MWm⁻².

The family of “Advanced Tokamak Discharges” briefly described above is the basis for steady state operation of ITER and a future reactor. If the predicted conservative ITER plasma performance outlined above is compared with the one needed in a commercial fusion reactor, ITER’s performance has to improve in order to support the construction of a commercial tokamak type DEMO reactor in 2025, i.e. to support the Fast Track. Over the

last years the fusion physics program has made significant progress in developing “Advanced Tokamak Discharges” and among those in particular very promising hybrid discharges [12,13].

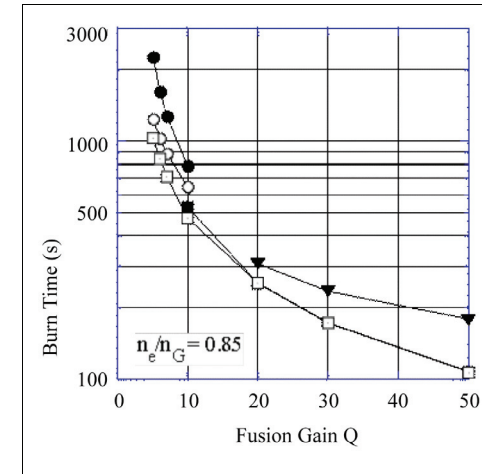


Fig. 10:

Several curves representing the predicted pulse length of ITER discharges versus the fusion gain Q . One can see that when approaching $Q = 5$ the lines become almost vertical and thus the discharges become almost steady state. The predictions shown here are most likely conservative, because over the last years very promising results were observed on existing machines [12,13] which should transform into significantly better results in ITER, i.e. higher fusion gain and fusion power in long pulses (> 1000 sec) or even in steady state.

If these recent developments would be directly extrapolated to ITER, the fusion gain and the fusion power in ITER during long pulses and in steady state could reach $Q = 10$ and up to ~ 800 MW fusion power, i.e. a DEMO relevant performance. Therefore, a fast track towards fusion energy seems feasible. However, more experiments on existing machines together with validated models for extrapolation are needed to firm up these extrapolations which at present have large error bars.

4. ITER Design and Technology R&D

The development of the knowledge enabling mankind to design ITER has a long history. Already in the eighties conceptual designs of possible next step machines were started aiming at producing a reactor relevant plasma. It turned out very quickly that the development of several new technologies is required for such a project (e.g.

superconducting coils with the relevant field and current density, high heatflux components, remote maintenance, etc.). These technologies were investigated in a base fusion technology program in all countries which later became ITER parties albeit with different intensity. When the international ITER Engineering Design Activity (ITER-EDA) was started by Europe, Japan, Russia and the United States in 1992, it became clear that the basic knowledge in many of the required technologies did exist, but in most cases only rudimentarily. However, to build a machine like ITER, significant technological advances were required. An additional difficulty was that only little new money was allocated for developing these technologies. Most of the development should be performed by utilising the existing fusion technology programs and reorienting them towards the ITER needs.

To this end, an international team of 160 scientists and engineers was established within 2 years after the start of the EDA, working at three sites (Garching – EU, San Diego – US and Naka- JA). Regardless of the initial difficulties arising from these three sites and different nationalities, soon an integrated team started to reorient the worldwide fusion technology and fusion physics program towards the ITER needs and to define the R&D projects to be performed in support of the ITER design.

The strategy was to underpin the design of the most challenging major machine components by 7 large R&D projects in full or representative size (CS- and TF-magnets, Vacuum Vessel, Blanket, Divertor, Remote Maintenance for Blanket and Divertor) accompanied by a large number of preparatory and small-scale R&D. In addition, R&D was also performed for other large components and systems, e.g. for the fuel cycle. While most results were available in 2001 when the final design report was written, further results of this large worldwide program became available until recently, allowing a further optimisation of the design. Starting from 1998 onwards the ITER design team decreased again and was finally shrunk to ~ 1/3 of the original strength after the design was finalised in 2001 (smaller ITER). The aim of the present ITER International Team during the last two years was to keep the ITER design coherent during the negotiation period, to conserve the know-how achieved for ITER construction and to further improve the design in terms of cost and reliability based on the R&D results. The following paragraphs briefly describe the main components of ITER and the R&D performed.

In this paper only the design of the tokamak itself and the major components is given. The buildings and the more standard technology of the balance of plant (e.g. heat transfer systems, cryo plants, etc) will not be discussed. In Fig. 11 a cut through the ITER machine and its cryostat can be seen with the location of the main components indicated. As shown in Fig. 11, the whole ITER machine is situated inside a cryostat which is under vacuum. Inside this cryostat a geometrically complex thermal shield (not shown in Fig. 11) protects all superconducting magnets (which are at a temperature of 4.5K) from too high thermal

radiation input. One of the two large thermal shields is situated in a small gap (~70 mm) between the vacuum vessel and the toroidal field coils, the other shield is located outside the superconducting magnets (Fig. 11). These shields consist of several layers of thin metal cooled by 80K He. They are constructed in such a way that there are no gaps left which would allow thermal radiation originating from the room temperature cryostat wall or from the up to 200°C hot vacuum vessel to reach the superconducting magnets which are at 4.5K.

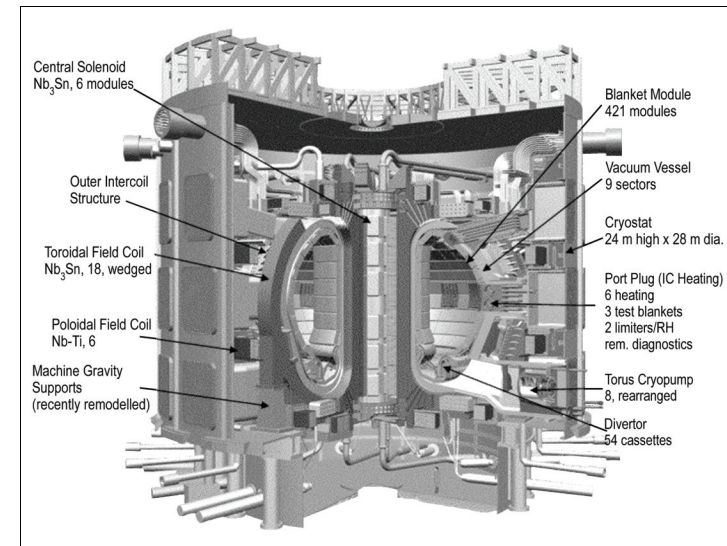


Fig. 11: A cut through the ITER machine and the cryostat, all the main components are labelled in the figure.

The cryostat itself consists of a ripped cylindrical wall structure able to withstand the atmospheric pressure of 0.1 MPa and of a lid supported by a bridge like grid structure again for withstanding the pressure of 0.1 MPa. The cryostat floor is supported by the building. The cryostat is permanently 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 magnets which are at 4.5K and thus constitute very large cryo pumps.

The magnet assembly which is located between the two thermal shields mentioned above is the backbone of the ITER machine. It consists of the toroidal field magnets with its massive inter coil structures which are the mechanical backbone of the machine, the

poloidal field magnets needed for plasma shaping and plasma position control and finally the central solenoid required to initiate and sustain the current in the plasma. The development of these superconducting coils was one of the most challenging jobs to be performed during the ITER EDA. Superconducting magnets of this size and performance in terms of current density and magnetic field did not exist prior to the ITER development program. For these coils a new type of superconducting cable had to be developed. Two types of these cables using Nb₃Sn superconductors had to be built, namely one with a thick rectangular jacket (Fig. 12; for the central solenoid – CS) and one with a thin cylindrical jacket (for the Toroidal Field Coils – TF).

The jacket material consists of stainless steel. The superconducting cables itself consist of thin strands of Nb₃Sn and Cu twisted in a helical form around a central He cooling channel (Fig. 12). This central channel consists only of an open steel tape which allows Helium to flow also sideways through the conductor itself. A difficulty with Nb₃Sn superconductors is that once the Nb₃Sn has been formed, it is brittle and cannot be wound into a coil anymore. Thus during manufacturing of the CS and TF magnets the cables have to be wound, then reacted at ~ 800°C, then taken out of the winding bed again to insulate the cable by epoxy stripes and finally put back again into their winding beds.

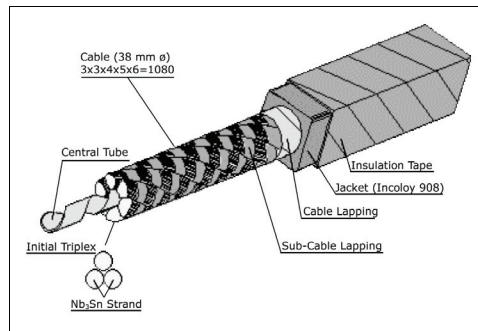


Fig. 12: Superconducting cable for the central solenoid.
The central He channel and the helical structure of the superconducting sub-cables containing the strands can be seen.

Both types of magnets (CS and TF) have to withstand very large forces on their superconducting cables and the whole magnet body. Due to these large forces design measures had to be taken. An example of these forces is the radial force of 35000 tonnes exerted onto each TF magnet when the full field is switched on, which has to be taken by the coil housings through a wedge and shear keys. Of course this force originates in each conductor inside the TF coils and, if unmitigated, some conductors would see tremendous forces at

their ground insulation. Therefore groves for the superconducting cables have been cut into the steel plates which are inside the very strong and thick coil housing of the TF magnets. Thus only the force of each cable itself is seen by the insulation, while the accumulated forces of the other conductors are channelled through the steel plates into the coil housing. Due to this construction the TF magnets consist mainly of stainless steel and weigh 380 tonnes each.

The test of a scaled down TF model coil in the TOSKA facility of FZK during 2002 and 2003 demonstrated the performance required for ITER [14]. In these experiments an 80 kA current was run through the coils with a background field of 10.8 T at the conductor, supported by a second prototypical coil which was produced during the 1980s for the so called large coil project. The current exceeded the one needed for ITER and the whole experiment demonstrated the successful development of the TF coils for ITER.

The CS coil prototype was manufactured by several ITER parties, namely the RF, EU, US and JA, with the US and JA having the lead and performing most of the work. This model coil was also produced and tested very successfully [15]. These two out of seven major R&D tasks demonstrated that the magnet design and the technological basis which also involved a large number of high tech industries throughout the world are ready for ITER construction.

Inside the TF coils and inside the inner thermal shield, described above, there are **the vacuum vessel** and the **in-vessel components** (blanket, port plugs and divertor). Fig. 13 shows the vacuum vessel and the 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. All the ports are filled with so called port plugs which weigh ~25 tonnes each in the top ports and ~50 tonnes each in the equatorial ports, respectively. The access to the plasma is realized through labyrinths inside these port plugs for neutron shielding purposes. The main purpose of the in vessel components is to shield the vacuum vessel from too high fast neutron irradiation (> 2.2 MeV) in order to control He production inside the steel. An additional function is the reduction of neutron irradiation in combination with the vacuum vessel to sufficiently low levels that the activation inside the cryostat allows short emergency human intervention (neutron flux inside the cryostat ~10⁸ neutrons sec⁻¹ m⁻² during discharges). Another critical factor is the heat load deposited inside the superconducting coils by the neutrons which must remain below ~15 kW. Besides these shielding functions the in vessel components must accept large heat loads from the neutrons (in the volume) and from electromagnetic radiation originating in the plasma as well as from direct plasma contact (mainly the divertor, see also

below). In the following paragraphs a brief description of the different in vessel components will be given.

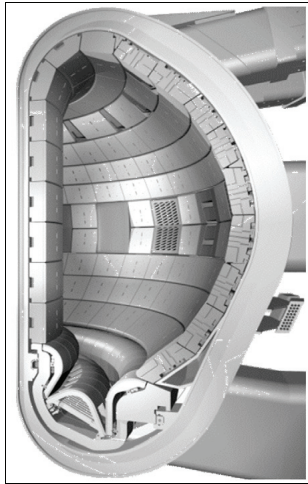


Fig. 13: The vacuum vessel and the in vessel components (blanket and divertor).

The blanket modules are mounted on the vacuum vessel and are supplied by water manifolds also mounted on the vacuum vessel.

Also shown are the equatorial and top port plugs for diagnostic and heating system access.

The vacuum vessel has several very important functions, among others to provide a high quality vacuum. 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. In addition, it has also 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 taken by the vacuum vessel. In particular large vertical (> 10000 tonnes) and horizontal loads (> 3000 tonnes) can occur. The vessel is made of two shells consisting 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 from ferromagnetic material, in order to help to reduce the magnetic field ripple (produced by the discrete TF coils) which would cause enhanced fast plasma particle losses. Fig. 14 shows a prototypical vacuum vessel segment manufactured in Japan for the larger version of ITER [16]. During this manufacturing R&D

the tight tolerances and the automatic welding and cutting of neighbouring segments was demonstrated.



Fig. 14: $\frac{1}{2}$ of a vacuum vessel segment produced in Japan.

This R&D was performed for the larger ITER machine but the technology remains of course valid for the present design.

The tolerances after assembly of the whole vessel must not exceed 25 mm

The neutron heat load into the vacuum vessel is very moderate, requiring only slow flowing water between the shielding and structural ribs for cooling. In fact, natural convection is sufficient to cool the decay heat of all in vessel components and of the vacuum vessel itself if the cooling fails. In these cases the heat transfer from the in-vessel components to the vacuum vessel is performed by radiation only. Thus when no action is taken for many days, the temperature of the in vessel components would peak at $\sim 500^{\circ}\text{C}$ within a week, a temperature not compromising the mechanical properties of stainless steel.

The vacuum vessel has 3 levels of ports, one at the top, one at the equatorial plane and one at the divertor level. These ports and the port extensions partially have a similar double wall structure as the vessel itself in order to support the large electromagnetic forces which can occur during off normal operation conditions. While at the top and equatorial level there are 18 ports, only half this number of large ports exists at the divertor level. However, small openings to supply water to the divertor are present also in the location where no large port exists. The ports are either closed by a port plug (top and equatorial planes) or by large port flanges (divertor).

The blanket consists of 450 modules, each approximately 2 m x 1 m x 0.45 m with a weight of ~4.5 tonnes. 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. However, in the first ITER operation phase the use up of tritium is small enough to be supplied from the Canadian Candu reactors. Nevertheless, tritium breeding will be tested by test blanket modules mounted in three equatorial ports in order to further develop different breeding techniques and to eventually decide on the type of blanket to be used in a DEMO reactor. In addition, in a later operation phase (extended performance phase) ITER may need a breeding blanket. This would be the case if the physics program is very successful and frequent long pulses with high fusion power become possible. In this case, the tritium from external sources would not be sufficient anymore. A breeding blanket for ITER would be different from an optimum breeding blanket for DEMO because it has to be water cooled. This type of blanket will also be developed with the support of the test blanket module locations in the ITER equatorial ports.

The shielding blanket to be installed initially consist of a stainless steel box with radial water cooling channels and removable first wall panels which can be mounted and dismantled in the hot cell. This allows the repair of a damaged first wall and the re-use of the blanket box itself which will reduce radioactive waste. The blanket will be attached to the vacuum vessel by four flexibles, where the blanket box is bolted through a 30 mm diameter front side access hole to this flexible support. However, this is not the only mechanical support required. Due to the large eddy currents induced in the blanket modules during disruptions (when the plasma current decays within ~50 ms), large torques are induced by the interaction of the eddy currents with the toroidal magnetic field. These forces can not be withstood by the flexibles but need an additional support by large keys which are mounted on the vacuum vessel (at the outboard) and which do not allow any rotation of the blanket module. These keys are also used to position the modules in order that the flexibles do not see sideward loads in a particular direction by gravity. The electromagnetic forces are in the > 100 MNm range and are in principle short circuited between two modules. A design option which is utilised at the inner wall, where forces are highest, is to mount these keys on the blanket modules and thus short circuit the forces directly between neighbouring modules without stressing the vacuum vessel. Further investigations and tests have to show if the accumulation of tolerances in such a connected row of modules allows to maintain the required tight gaps between the keys and the modules.

The water connection of the blanket modules to the manifolds is also performed from the front through 30 mm holes by welding and cutting with Yag lasers. In addition, two

electrical connections capable of transporting the large currents in those cases where the plasma leans on the first wall are also fixed by front access. This occurs in abnormal operation conditions causing a part of the plasma current to flow as a so called “halo current” through the structures of the machine. Also in this case large forces are generated which can be expressed as a pressure onto the blanket module of up to 200 MPa to be taken by the flexibles.

The blanket segmentation is complicated by the port openings and by the fact that for remote maintenance the modules must weigh less than 4.5 tonnes. At the same time there must be enough space for all the attachments, thus the modules have only a limited flexibility concerning their size.

The plasma facing first wall of the blanket consists of up to 6 first wall panels, with a stainless steel body, mounted on the blanket boxes in the hot cell. The first wall has to withstand up to 0.5 MWm⁻² of electromagnetic irradiation in steady state and significantly larger heat loads as the ones already mentioned above for short times (60 MJ within 3 sec) in abnormal operation conditions. The first wall consists of a dense array of 10 mm diameter, 1 mm wall thickness stainless steel tubes embedded into a Cu matrix by hiping [17]. The plasma facing material also hipped to this Cu matrix is 10 mm thick castellated Be.

The divertor is the component located on the bottom of the machine and receives the highest peak heat fluxes of all components, namely up to 20 MWm⁻². As already mentioned the magnetic configuration of the divertor is generated by a special field configuration, where the poloidal coils are run 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 is to localise the inevitable plasma wall interaction at 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 a particle heating and by heating the plasma from outside finally has to be absorbed by the first walls of the machine. While the blanket receives to a large extend only electromagnetic radiation loads distributed over its large surface of ~1000 m², the plasma interaction in the divertor is relatively localised (60% of the heat are deposited inside 10 m²). Due to the fact that only 30% to 40% are radiated onto the blanket first wall, ~60% of the power deposited into the plasma will end up in the divertor.

When plasma particles hit the divertor walls, they are neutralised, then re-enter the plasma and get ionised and exited again producing electromagnetic radiation which can spread the power in the divertor to a certain extent. This process causes also a high neutral density to occur inside the divertor chamber and is called the “high recycling regime” [1]. It allows

relatively efficient pumping of the neutral gases, in particular of the He ash produced by the fusion process. Without being able to pump He, the plasma would be slowly poisoned and the fusion power would vanish after a relatively short while. In summary, considering the number of conditions to be met by the design (namely the high heat load and the plasma bombardment causing erosion of the divertor targets and at the same time providing efficient pumping), the divertor design was a difficult challenge.

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. 15). The cassette solution was mandatory because in contrast to the blanket no access holes can be permitted due to the large heatloads present in the divertor. Thus the cassettes are removed and installed by machines running on rails, which are also the mounting points for the cassettes during operation.

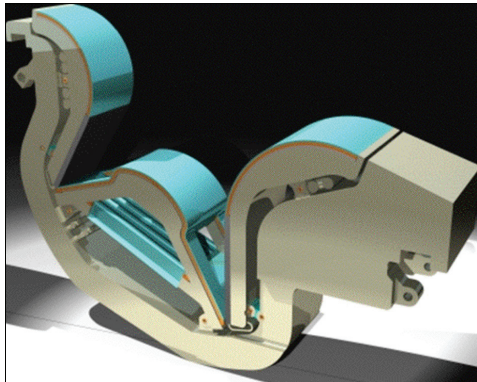


Fig. 15: Divertor cassette. Shown are the cassette body and the three target plates, namely the inner vertical target, the dome structure and the outer vertical target. The dome structure has large openings for neutral gas flowing from the inner to the outer target. It also has lamellas allowing pumping into the bottom of the dome.

The targets itself also have a steel backbone onto which the high heatflux capable heatsinks are mounted. 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 normal peak heatflux is in the order of 10 MWm^{-2} . In the highest loaded area CFC monoblocks are mounted on a coaxial tube with helical turbulence promoters (swirl tubes). These CFC monoblocks are mounted by a technique called active metal casting, where groves are curved into the CFC surface inside the drilled hole by lasers, then Cu is cast into the hole and drilled open again. This results in a Cu surface with a strong binding to the CFC through the groves mentioned above. In the next step, the CFC mono-

blocks prepared in this way are braced or hipped onto the CuCrZr tubes. At the upper end, the tubes transit into a rectangular CuCrZr block which does not need the turbulence promoter anymore because the heatflux at the upper end is only in the order of 1 to 3 MWm^{-2} .

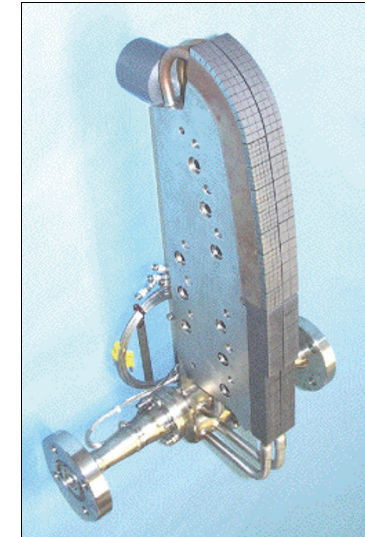


Fig. 16: A medium scale mock up produced for testing the high heat flux components. CFC and W are used. This mock up withstood successfully 2000 pulses at 20 MWm^{-2} on the CFC part and 18 MWm^{-2} on the W-cladded part.

Onto this heatsink WLaO_2 is braced in the form of 4 mm square and 5 mm high cubes (Fig. 16). This arrangement is called a macrobrush. The CFC part of this arrangement is then mounted in a rail on the stainless steel target body while the curved CuCrZr rectangular block with the W is electron beam welded to the steel backbone. After finishing the targets in this way they are attached to the cassette body mechanically by a riveting system allowing some freedom for expansion but at the same time being rigid enough to withstand the electromagnetic forces.

The development of the above described high heatflux components was supported by an extensive R&D performed in the EU [18], JA and RF and to some extent also in the United States. An example of a successfully tested medium scale mock up is shown in fig. 16. In the meanwhile also larger mock ups were tested and the development of a full W target was advanced in the area of high heatfluxes too. Certainly more R&D will be required, in particular to improve reliability and reproducibility in a series type manufacturing process

during ITER construction in order to ensure reliable operation of this highly stressed component.

Remote maintenance is essential for reactor relevant fusion machines like ITER. 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 so highly activated that no human being can enter the in vessel area. Therefore remote maintenance is required for all in vessel components including the port plugs. Due to the high activation of these components they have to be also remotely repaired in a hot cell. In order to avoid contamination with tritium and radioactive dust, all remote maintenance activities are based on casks (approximately 8.5 m long, 3.5 m wide and 4 m high). These large 20 tonnes devices which run on air cushions are docking onto the vacuum vessel ports. They are the platforms for specialised machines which pull out the port plugs or are the platforms for machines to enter the vessel itself. Once a component is stored inside the cask, a double door is closed, where one part of the door remains on the vacuum vessel port and one on the cask (with clean uncontaminated surfaces at the outside). The cask then moves to the hot cell, where the component is unloaded. In this paper only the remote maintenance of the divertor and of the blanket will be briefly explained and not the maintenance of other components such as port plugs, cryo pumps, etc.

As already mentioned, the divertor system is based on cassettes which are mounted on two strong rails. The rails are also used for the remote maintenance machines. The water cooling is supplied through radial pipes where always 3 cassettes are supplied by one divertor port (i.e. 6 pipes per port). 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 removes them from the vessel. Due to the fact that many installation actions are possible in parallel, the full replacement of a divertor takes less than 3 month, a time almost satisfactory for a fusion reactor where availability has to be maximised.

All divertor installation and maintenance operations were tested extensively in a remote maintenance platform in Brasimone, Italy, which is one of the large R&D tasks performed for maintenance [19]. This platform was built for the large ITER machine where each cassette weighs 25 tonnes, while the cassettes in the present design weigh only ~ 10 tonnes. The tests in normal and abnormal operation conditions were very successful. The system worked reliably from the very beginning and only small modifications were required to validate the design. However, in the present ITER design some changes have been made which have to be tested with a modified mock up in the near future (to be performed in a

new platform in Finland), in order that the remote maintenance system is ready for in vessel component installation around 2014.

The remote maintenance of the blanket is more difficult than the one for the divertor because it has to be performed in 3-D. The solution found was to install a rail in the centre of the plasma chamber (Fig. 17) and to have up to 4 vehicles running on it which are able to grip blanket 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 assembled automatically. This installation process is briefly described below.

The rail is supported at four points once it is installed (Fig. 17). During the installation process the corresponding four ports are opened and an installation machine, which is delivered in two parts, is mounted into each of these ports. Two of the ports are foreseen to receive all the parts of the rail for installation, while the other two ports are only foreseen for supporting the rail during installation and later during operation. For the installation, the rail is divided into hinged segments which are connected inside a special cask mounted in front of the two installation ports.

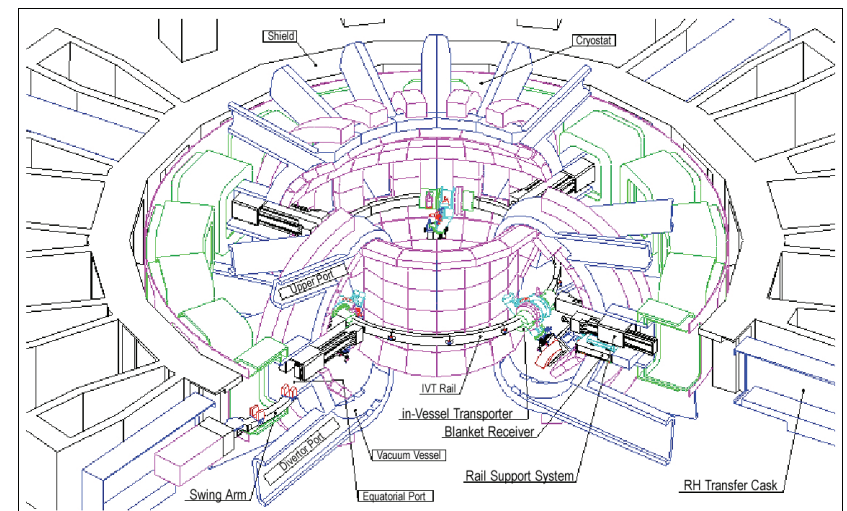


Fig. 17: Blanket remote maintenance system.
It is based on a rail which is installed by the machines which are later running on it. Up to 4 machines can work simultaneously. The four locking supports can be also seen.

The installation machines which are mounted inside the ports have a long swing arm onto which one of the gripping machines, which will later perform the handling of blankets, is mounted. The gripping machines with two rail segments each are moved into the vacuum vessel centre by the swing arm at the start of rail installation. The gripping machines are now able to pull the rail forward with the same mechanism (rack and pinion) which they need to travel along the rail later. One hinged rail segment after the other is added inside the special installation cask and pulled forward by the gripping machine on the swing arm. Once a hinged rail segment enters a gripping machine, a bolting mechanism closes a large claw inside the rail and thus transforms the two hinged parts into a stiff structure. This process continues and thus more and more of the rail is shifted along the toroidal axis of the machine. After a quarter turn around the vacuum vessel, this rail meets the next support which is also one of the gripping machines which helps to pull the rail further. Finally the circle is closed and the whole rail is supported by the installation arms and the gripping machines. The gripping machines are now released and the installation arms removed. In the location where the installation arms were, the blanket transport platforms are installed and the remote maintenance of the blanket can start.

As in the case of the divertor remote maintenance, a large R&D project was constructed in Japan in order to proof the feasibility of this concept [19]. Again the blanket remote handling platform was actually built for the larger ITER and will be somewhat simpler for the reduced size. Nevertheless, it worked well and showed that the blanket remote maintenance is doable. However, as for the divertor system, several detailed improvements are required in the future to make the system reliable and to simplify as much as possible the installation process. In addition rescue operations have to be further developed.

Other ITER high tech components such as the heating systems, the fuel cycle and plasma diagnostics etc. can not be 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 the main components this R&D was performed to a large extent by the fusion laboratories which will have to play a significant role during the construction period. In Europe several laboratories are participating in consortia aimed at developing and constructing these peripheral components for ITER. Significant further R&D needs to be done for the heating systems and the fuel cycle before they can be procured and installed in ITER. Due to the fact that these components will be needed only later in the machine assembly there is adequate time left if the present intensive and successful work in these areas continues.

5. Summary and Outlook

As demonstrated in the sections above, from the technical point of view ITER is ready for construction. A political decision has been taken this year and thus one of the large challenges of this century could start soon. Presently 5 parties (RF, China, Korea, USA and India) have committed themselves to deliver components representing 10% of the value of ITER, while JA will deliver 20% (10% of which is paid by the EU) and the EU will procure the rest. The value of an ITER component is expressed in IUAs i.e. "ITER Unit of Account" representing 1000 \$ in the year 1989. By defining such a currency independent value, fluctuations of exchange rates did not influence the cost sharing negotiations. The value of each ITER component was established by using industrial estimates, which were very detailed including manpower and cost of tooling and material. This allowed the ITER team to make an evaluation of the cost of each component in terms of IUAs which is based on world wide industrial estimates. These were normalised by using ITER personal costs and ITER tooling and material costs, which in turn were created based on the above industrial estimates by eliminating extreme low and extreme expensive estimates.

The procurement of ITER will be done "in kind". That means that each party will deliver a number of components agreed during the negotiations for which the value in IUAs is equivalent to its share (e.g 10% or 20% etc) independent of the real cost of the components delivered. A small part of the procurement (~10%) will be done in cash by the ITER International Team. This cash fund will be provided by the parties according to their share. The in kind procurement was invented in order to ensure that each party will be committed to deliver the components it has signed up for and to allow each party to procure components it is interested in. Of course such a type of procurement will increase the required technical management and QA effort by the ITER International Team compared to a cash only procurement scheme.

The ITER International Team will be made up of approximately 500 professionals and will be located at the ITER site in Cadarache (central team: ~400 people) and in each of the parties (so called field teams; the rest of the staff). The main task of the field teams, which will mostly consist of nationals of the party concerned, is to follow contracts and to perform QA. The main task of the central team is to perform engineering support and to handle all the interfaces in close connection with the field teams. Each field team will work with a domestic agency, which will have the funds and which will make the contracts with industry. The ITER International Team will, however, be responsible for all technical questions and will be in charge of accepting components, QA, etc. The International Team will consist of staff from all the participating parties and it will certainly also be a challenge to form a coherent team. However, from the experience gained during the ITER EDA this will work very well.

It is clear that the construction of ITER will be a technical and organisational challenge unprecedented so far. But based on the experience gained in fusion research where world wide cooperation is being performed already for several decades, this challenge will be mastered and will bring mankind a large step closer to a basically unlimited energy source which will help to reduce greenhouse gases once ITER is in operation.

Literature

- [1] P.C. Stangeby, *The Plasma Boundary of Magnetic Fusion Devices*, IOP Publishing Limited, 2000
- [2] 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
- [3] G. W. Pacher, et al., Plasma Phys. Contr. Fus. **46** (2004) A257
- [4] G. McCracken, P. Stott, *Fusion: The Energy of the Universe*, ELSEVIER Academic Press, 2005
- [5] G. Janeschitz, et al., *The Requirements of a Next Step large Steady State Tokamak*, Nucl. Fusion **40**, No. 6 (2000)
- [6] G. Janeschitz, et al., *Plasma Wall Interaction Issues in ITER*, Journ. Nucl. Materials **290-293** (2001) 1-11
- [7] G. Janeschitz, et al., *ITER and its Technological Challenges*, KTG-Tagung, Düsseldorf 2004
- [8] ITER Final Design Report, IAEA Vienna 2001
- [9] F. Najmabadi, et al., *Recent Results from USA Magnetic and Inertial Fusion Power Plant Studies*, KTG-Tagung, Düsseldorf 2004
- [10] ITER Physics Basis Editors, ITER Expert Groups, et al., *The ITER Physics Basis Chapter 9*, Nucl. Fus. **39** (1999) 2627 - 2638
- [11] G. Pacher, et al., *Operating Window of ITER from Consisting Core Pedestal – SOL Modelling with modified MMM Transport and Carbon*, to be published in Plasm. Phys and Contrl. Fusion
- [12] H. Zohm, et al., *Overview of ASDEX-Upgrade Results*, Nucl. Fus. **43** (2003) 1570-1582
- [13] T. A. Casper, et al., *Recent DIII-D Experiments and Modelling of Double Barrier Discharges*, Bull. Am. Phys. Soc. **47** (2002) 225
- [14] A. Ulbricht, et al., *The Results of the ITER toroidal field model coil experiment in the TOSKA facility of the Forschungszentrum Karlsruhe*, Fus. Engin. And Design **66 – 68** (2003) 103 - 118
- [15] H. Tsuji, et al., *Progress of the ITER Central Solenoid Model Coil Program*, Nucl. Fus. Vol. **41**, No 5 (2001)
- [16] M. Nakahira, et al., *Progress and Achievements of R&D Activities for the ITER Vacuum Vessel*, Nucl. Fus. Vol. **41**, No. 4, (2001)
- [17] K. Ioki, et al., *Progress on Design and R&D of ITER FW / Blanket*, Fus. Engin. And Design **61 – 62** (2002) 399 - 405
- [18] M. Merola, et al., *European Contribution to the development of the ITER Divertor*, Fus & Eng Des. Vols **66-68** (2003), Proc of 22nd SOFT
- [19] T. Honda, et al., *Remote Handling Systems for ITER*, Fus. Engin. And Design **63 – 64** (2002) 507 - 518

DIE AUTOMOBILINDUSTRIE IM SPANNUNGSFELD VON GESETZGEBUNG UND KUNDENERWARTUNG

Johannes Liebl

BMW Group, Knorrstr. 147, D-80788 München

1 Einleitung

Mobilität ist eine elementare Voraussetzung unserer arbeitsteiligen Wirtschaftsordnung und damit ein Schlüsselfaktor für Wachstum und Beschäftigung. Darüber hinaus bedeutet individuelle Mobilität ein Stück persönliche Freiheit und trägt damit in hohem Maße zur Lebensqualität der Menschen bei. Unter Berücksichtigung der Bedürfnisse von Mensch und Umwelt muss die Mobilität deshalb auch für die nachfolgenden Generationen erhalten bleiben. Die fossilen Energieträger sind begrenzt. Neue Wege müssen gefunden werden, um die Menschen davon unabhängig werden zu lassen.

Die Verbrennungsmotoren bleiben wegen der Summe der günstigen Eigenschaften und der stetigen Weiterentwicklung noch langfristig die dominierende Antriebsquelle. Für die ständige Reduzierung des Kraftstoffverbrauchs und der Abgasemissionen werden enorme Anstrengungen unternommen. Diese führen allerdings zu immer höheren Entwicklungsaufwendungen und belasten die Preisstellung der Fahrzeuge immer mehr. Gleichzeitig erwarten die Kunden aber ein weiterhin bezahlbares Automobil mit verbesserten Fahrleistungen, höherer Sicherheit, vergrößertem Raumangebot, mehr Komfort und Qualität.

Die daraus abgeleiteten Entwicklungsaufgaben führen zu einem Spannungsfeld mit zunächst widersprüchlichen Zielsetzungen. Für die Produkte der BMW Group ist der Erhalt bzw. der weitere Ausbau von Fahrspaß aber maßgeblich für den Markterfolg. Und dafür ist die Auflösung dieses Spannungsfeldes entscheidend.

2 Herausforderungen

2.1 Weltenergieverbrauch

Der Weltenergieverbrauch steigt entsprechend der Zunahme der Bevölkerung weiter an (Abb. 1). Neue Industrienationen wie China und Indien werden diesen Energiebedarf noch stärker als in der Vergangenheit ansteigen lassen. Die Ölreserven nehmen aber in absehbarer Zeit ab. Dagegen reichen die Erdgasvorräte noch bis in das nächste Jahrhundert. Die Energieversorgungsrisiken werden so in der nächsten Zeit immer mehr zunehmen.

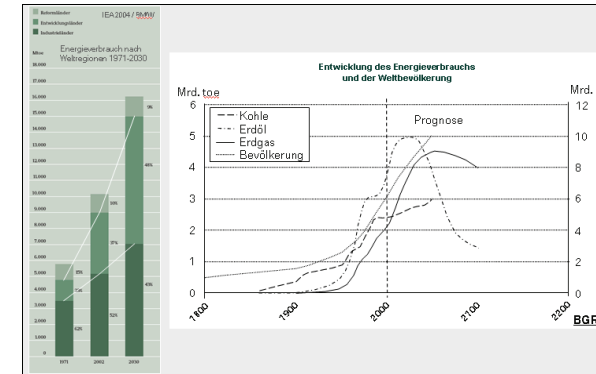


Abb. 1: Entwicklung des Weltenergieverbrauchs und der Weltbevölkerung

Die weltweit steigende Nachfrage nach Öl und Rohölprodukten und die Sensitivität durch politische Krisen führen außerdem zu einem stetig steigenden Preisniveau. Politische Krisen und zeitweise Ölverknappung bringen zusätzlich Dynamik in die Preisentwicklung und führen so zu starken Schwankungen. Die Zeiten der niedrigen und stabilen Ölpreise – wie bis Mitte der 70er Jahre zu beobachten – sind vorbei (Abb. 2).

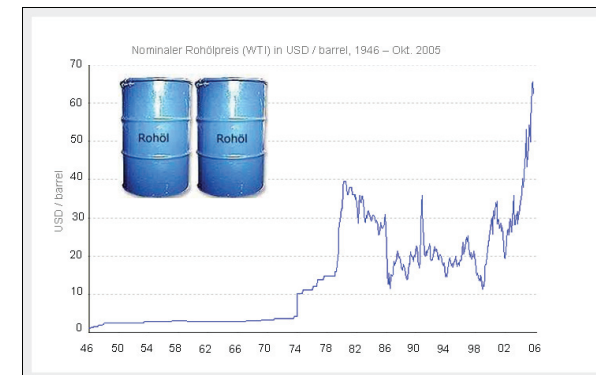


Abb. 2: Preisentwicklung Rohöl

2.2 Verbrennung fossiler Energieträger

Wird der fossile Energieträger Kraftstoff, z.B. Benzin oder Diesel verbrannt, entstehen neben Stickstoff, Sauerstoff und Wasser Abgase, wie Kohlendioxid, Kohlenmonoxid, Stickoxide, Kohlenwasserstoffe und Partikel. Die Kohlendioxidemission ist bei identischem Kraftstoff direkt proportional zum Kraftstoffverbrauch. So entstehen bei der Verbrennung von 1l Benzin ca. 24,0 g CO₂/km, bei der Verbrennung von 1l Diesel ca. 26,8 g CO₂/km.

Die höheren CO₂-Emissionen bei Dieseldraftstoff sind in den unterschiedlichen Stoffwerten Benzin / Diesel begründet. Die Dichte von Diesel ist um ca. 10% höher. Anders ausgedrückt bedeutet das, dass ein Benzinfahrzeug mit einem Verbrauch von 5,5l / 100 km etwa genau soviel CO₂ emittiert wie ein Dieselfahrzeug mit einem Verbrauch von nur 5l / 100 km. Dieser Zusammenhang ist wichtig bei der Diskussion, ob die Dieselfahrzeuge mit ihren niedrigen Verbräuchen die CO₂- Reduktionsziele lösen können.

2.3 Freiwillige ACEA-Zusage

Zur Vermeidung gesetzlicher Vorgaben haben die europäischen Automobil-Hersteller Ende der 90er Jahre angeboten, den Kraftstoffverbrauch der verkauften Flotte im Vergleich zu 1995 bis 2008 um 25% abzusenken (Abb. 3).

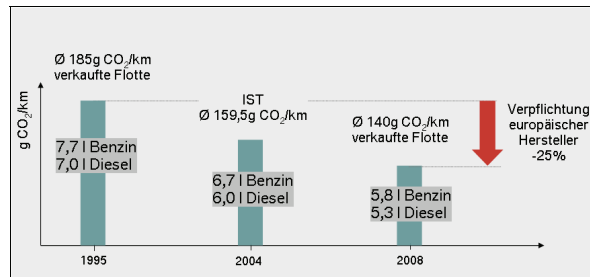


Abb. 3: Freiwillige Zusage der europäischen Automobilhersteller bis 2008

Die Zwischenbilanz sieht zwar positiv aus, aber weitere Absenkungen sind nur mit hohem Kostenaufwand möglich. Die Diskussion um weitere Reduzierungen bis 2012 läuft.

2.4 Länderspezifische CO₂-Besteuerung

Trotz dieser freiwilligen Vereinbarungen zur Reduzierung des Kraftstoffverbrauchs in der Flotte, beginnen immer mehr europäische Länder mit Fahrzeugeinzelbesteuerungen auf Basis des CO₂-Ausstosses (Abb. 4). In Österreich und Großbritannien gibt es die CO₂-Besteuerung schon seit mehreren Jahren. In Frankreich wird seit Januar dieses Jahres eine CO₂-Steuer für Privatfahrzeuge und Geschäftswagen erhoben. Details dazu werden allerdings immer noch diskutiert. Ab Mai 2006 plant Schweden eine entsprechende Steuer. Dänemark, Niederlande und Portugal diskutieren eine derartige Steuer derzeit. Im Koalitionsvertrag zwischen CDU/CSU und SPD ist eine CO₂-Steuer vereinbart. Wie diese aussehen wird ist derzeit noch unbekannt.

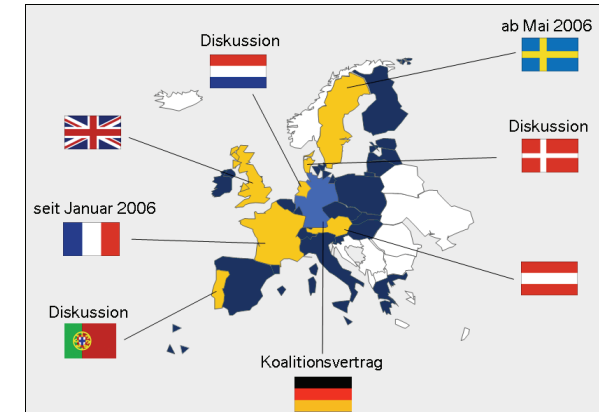


Abb. 4: Länderspezifische CO₂-Besteuerung in Europa

Die CO₂-Reglementierung entwickelt sich aber auch außerhalb Europa immer mehr zu einem weltweiten Thema (Abb. 5). In China werden seit 2005 Strafzahlungen erhoben, wenn bestimmte CO₂-Grenzen überschritten sind. Ab 2008 verschärfen sich diese Reglementierungen weiter bis hin zu Zulassungsverboten. In Japan gibt es ab 2010 eine CO₂-Gesetzgebung auf Basis von Schwungmassenklassen. In USA sind die GasGuzzler Tax und die CAFE-Besteuerung schon seit vielen Jahren bekannt.

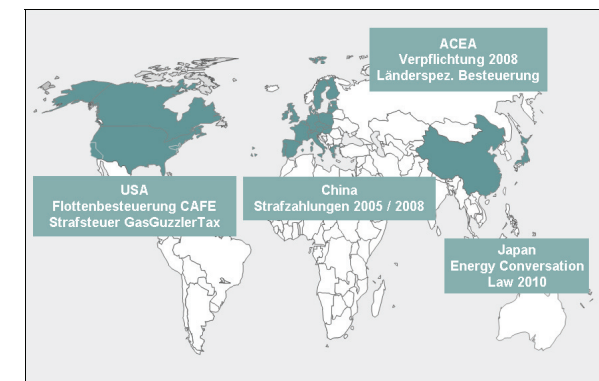


Abb. 5: Weltweite CO₂-Reglementierung

2.5 Limitierte Abgasemissionen

Außer CO₂ sind weltweit noch die Abgasemissionen CO, HC, NO_x und die Partikelemissionen limitiert. Auch hier sind die Grenzen länderspezifisch unterschiedlich. Die schärfsten

Vorgaben gibt es in Kalifornien. Europa, Japan, China und Australien nähern sich diesen scharfen Grenzen aber immer mehr an. Am Beispiel Europa und USA zeigt Abb. 6 die Entwicklung dieser Emissionsgesetzgebung.

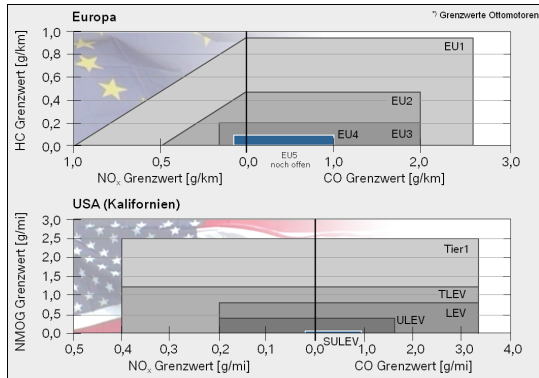


Abb. 6: Entwicklung Emissionsgesetzgebung

2.6 Sicherheitsvorschriften

Die immer schärfer werdenden Sicherheitsvorschriften haben zunehmenden Einfluss auf die Entwicklung der Fahrzeuge (Abb. 7). Die Vorschriften zu Rückhaltesystemen und Fußgängerschutz sowie die Maßnahmen zum Bestehen eines 5-Sterne-Crashes haben dazu geführt, die Fahrzeuggewichte zusätzlich deutlich zu erhöhen. Schlechtere Fahrleistungen, höherer Kraftstoffverbrauch und erhöhte Abgasemissionen wären die unmittelbaren Folgen, wenn nicht Kompensationsmaßnahmen in die Fahrzeuge eingeflossen wären.

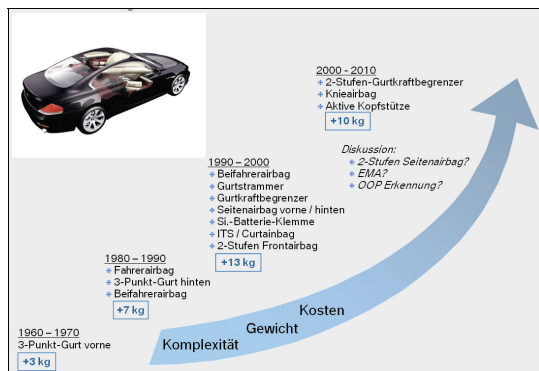


Abb. 7: Entwicklung Rückhaltesysteme

2.7 Kundenerwartungen

Weltweite durchgeführte Befragungen sowohl im Kundenkreis der BMW Group als auch im Kundenkreis der Wettbewerber haben gezeigt, dass die Kunden nicht nur zusätzliche Komfort- und Sicherheitsumfänge, sondern auch höhere Fahrleistungen, bessere Dynamik und mehr Fahrfreude wünschen. Diese Erwartungshaltung beschränkt sich dabei keineswegs auf das Premium-Segment und auf die hoch entwickelten Triademärkte, wie ein Blick auf den Leistungswettbewerb in den Volumensegmenten und auf die Kundenanforderungen in den neuen Märkten wie China zeigt. Die zentrale Herausforderung der Automobilentwicklung besteht deshalb darin, dieses Spannungsfeld zwischen gesetzlichen Auflagen und der Forderung nach geringem Verbrauch einerseits und dem Kundenwunsch nach mehr Leistung andererseits aufzulösen. Für die Nachhaltigkeit des Markterfolgs der BMW Group wird deshalb die „Freude am Fahren“ über die „Effiziente Dynamik“ weiterentwickelt.

3 Effiziente Dynamik

Die Effiziente Dynamik ist für die BMW Group dabei nicht nur ein technologisches Konzept, sondern vielmehr ein stimmiger Fahrzeug-Gesamtansatz, der die Aspekte Kundenwertigkeit, Technologie und Betriebswirtschaft gleichermaßen berücksichtigt. Nur so wird es gelingen, Eigenschaften wie Sportlichkeit und ausgeprägte Fahrdynamik bei gleichzeitig niedrigem Verbrauch zu erreichen (Abb. 8).

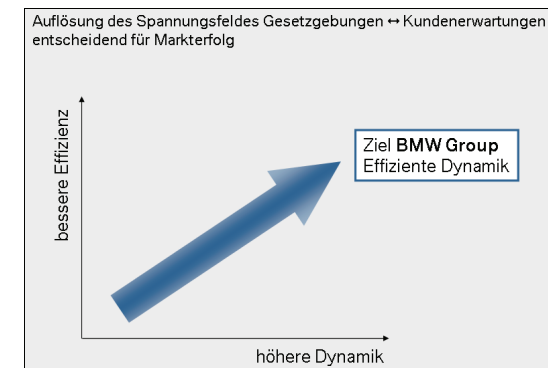


Abb. 8: Effiziente Dynamik

Ein Vergleich von zwei charakteristischen Modellen der BMW 3er Reihe mit 6-Zylindermotoren zeigt exemplarisch, dass es uns in den letzten gut 20 Jahren bereits gelungen ist, dem Kunden Effiziente Dynamik zu bieten (Abb. 9). Trotz den Gewichtsmehrungen wegen höherer

Sicherheit, vergrößertem Raumangebot und mehr Komfort konnten sowohl die Fahrleistungen als auch der Kraftstoffverbrauch deutlich gesenkt werden. Außerdem wurde durch geringere Abgasemissionen die Umwelt weniger belastet.

Erreicht wurde das im Wesentlichen durch Einzeloptimierung. Die Wirkungsgrade der Motoren konnten durch eine verbesserte Verbrennung, einen effizienteren Ladungswechsel und eine niedrigere Reibung gesteigert werden. Die Spreizungen der Getriebe wurden erhöht und die Gangzahl angepasst. Die Fahrwiderstände sind trotz vergrößerter Frontfläche gefallen. Eine zunehmend aufwändige Abgasnachbehandlung hat die Abgasqualität derart verbessert, dass die Emissionen nur mehr über präzise Messgeräte festgestellt werden können.

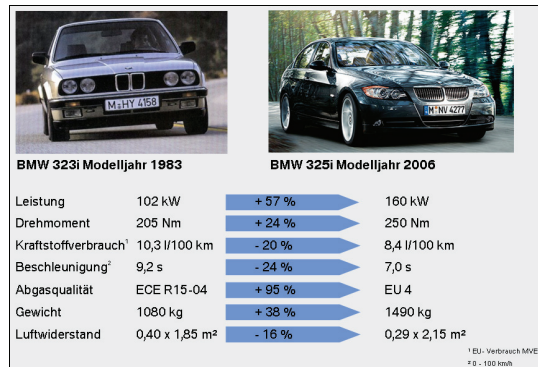


Abb. 9: Entwicklung Fahrerlebnis

4 Management der Energieflüsse

Um weitere deutliche Reduzierungen beim Kraftstoffverbrauch zu erreichen und gleichzeitig die Dynamik zu steigern, muss das gesamte Energiesystem des Fahrzeuges betrachtet werden. Die klassische Betrachtung von Motor, Getriebe und Fahrwiderständen allein reicht nicht mehr aus, um große Schritte zu machen. Erst wenn alle Wirkzusammenhänge der einzelnen Energieflüsse richtig verstanden werden, ergeben sich neue Lösungsansätze (Abb. 10).

Der Verbrennungsmotor wandelt die Energie im Kraftstoff in mechanische Energie und Wärmeenergie um. Je nach Betriebszustand gelangen nicht mehr als maximal 20 bis 30 Prozent der eingesetzten Primärenergie an die Antriebsräder. Die weitere Optimierung der thermodynamischen Primärenergieumwandlung im Verbrennungsmotor bildet deswegen auch die Basis der Effizienten Dynamik. Dafür spricht vor allem die unmittelbare Wirksam-

keit selbst geringer Effizienzsteigerungen. Kleine Schritte bei der Wirkungsgradoptimierung entfalten durch die hundertprozentige Flottendurchdringung des Verbrennungsmotors eine große Hebelwirkung auf den gesamten CO₂-Ausstoß.

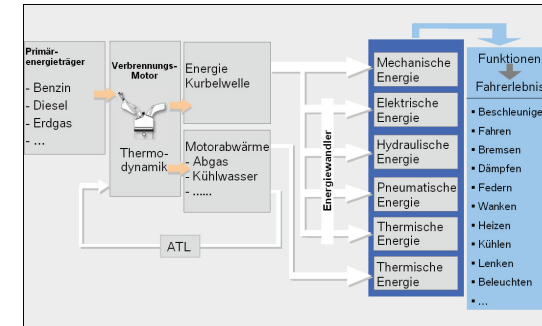


Abb. 10: Energieflüsse im Fahrzeug

Zusätzlich wird jedoch in Zukunft das intelligente Management aller Energieströme im Fahrzeug eine verstärkte Bedeutung erlangen, mit dem Ziel den Gesamtwirkungsgrad der Energiewandlung noch effizienter zu gestalten. Mit der konsequenten Steuerung und Regelung der Energieströme bieten sich neue Lösungsansätze zur Vermeidung, Reduzierung und Nutzung von Verlustenergien. Wenn die Einzelkomponenten im Rahmen einer Gesamtenergiearchitektur neu ausgelegt werden, können gleichzeitig deutliche Verbrauchs- und Dynamikvorteile erschlossen werden.

4.1 Energiemanagement

4.1.1 Vermeidung von Verlustenergien

Wird eine Energieform im Fahrzeug nicht abgerufen, sollte diese Energie auch nicht erzeugt werden. Die Analyse aller Energieströme heutiger Fahrzeuge weist hier noch hohes CO₂ Potential aus. So läuft beispielsweise der Verbrennungsmotor im Leerlauf und erzeugt mechanische Energie, auch wenn diese nicht gebraucht wird. Steht ein Fahrzeug, so kann durch Abschalten des mechanischen Pfades die eingesetzte Energie eingespart werden (Abb. 11).

Voraussetzung dazu ist, dass keine energetisch relevante Funktion aktiviert ist, die über die mechanische Energie erzeugt wird, oder dass die benötigte Energieform aus einem ausreichend befüllten Speicher abgerufen werden kann. Abhängig vom Leerlaufverbrauch des Verbrennungsmotors und dem Fahrprofil sind deutliche Verbrauchseinsparungen erreichbar. Fahrzeuge mit Automatikgetriebe bieten hier wegen zusätzlichen Verlusten im Leerlauf das

höchste Einsparpotential. Spürbaren Verbrauchseinfluss hat die Abgasnachbehandlung im Warmlauf. Die Verluste des mechanischen Energiepfades können mit heute verfügbarer Abgasnachbehandlungstechnik erst reduziert werden, wenn die Abgasnachbehandlung aktiv ist. Am Beispiel des Europafahrzyklus kann so der erste Motorstop bei Fahrzeugstillstand erst nach dem ersten Stadtzyklus erfolgen. Auch im realen Kurzstrecken Kundenbetrieb ist so das volle Verbrauchspotential noch nicht zu erschließen. Am Beispiel des Japantests (Warmtest) zeigt sich – allerdings bei längeren Stand- und damit Motorabschalt-Phasen – ein wesentlich höherer Verbrauchsvorteil.

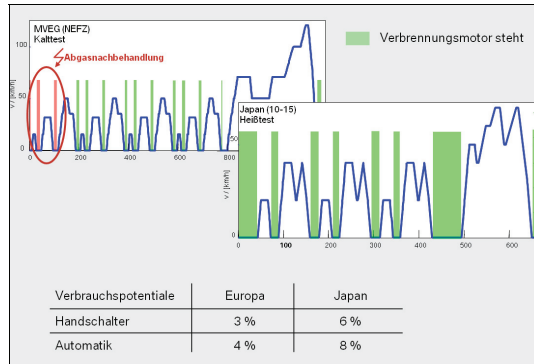


Abb. 11: Management mechanischer Energie

4.1.2 Nutzung Verlustenergien

Energiemanagement kann, muss aber nicht zwangsläufig mit einer Hybridisierung im Sinne der Elektrifizierung des Antriebstrangs einhergehen (Abb. 12).

Das Grenzpotential der speicherbaren Bremsenergie liegt z.B. im Europafahrzyklus für ein Fahrzeug der 1500 kg Gewichtsklasse bei ca. 1400 kJ. Für diese Abschätzung sind die Verluste durch Rollreibung und Luftwiderstand bereits berücksichtigt. Für die Bremsenergieerückgewinnung eignet sich am Besten die Wandlung in elektrischen Strom. Dafür ist eine entsprechend dimensionierte elektrische Maschine zu installieren. Bei Annahme eines mittleren Wirkungsgrades dieser elektrischen Maschine von ca. 70% für generatorischen und motorischen Betrieb ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad von zweimal 70%, also ca. 50% von Aufnahme der Bremsenergie am Rad bis Abgabe der gewandelten elektrischen Energie ans Rad. Die Energiemenge, die für den Antrieb dann zur Verfügung steht, beträgt somit die Hälfte, als ca. 700 kJ. Das entspricht im dargestellten Europa-Fahrzyklus einer Einsparung von ca. 0,5l/100 km.

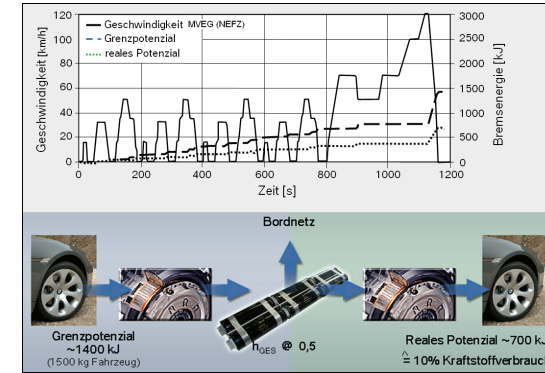


Abb. 12: Bremsenergieerückgewinnung

Die heute üblichen elektrischen Maschinen in den Fahrzeugen sind aber wesentlich kleiner ausgeführt und über einen Riemen angetrieben. Hier gibt es also Grenzen bei der Erschließung des o.g. Verbrauchspotentials. Aber auch bei heutigen Bordnetzen kann zumindest ein Teil der Bremsenergie genutzt werden (Abb. 13).

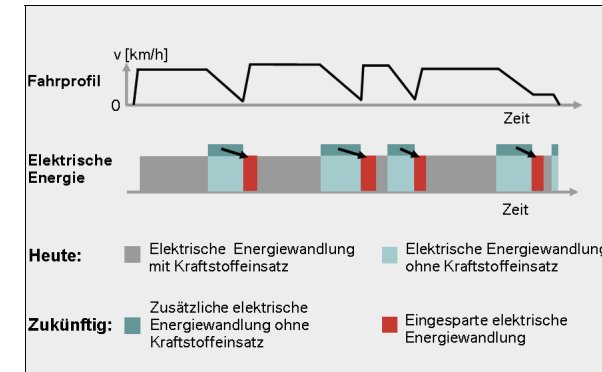


Abb. 13: Intelligente Generatorregelung

Kern der Entwicklung ist es, in Schubphasen möglichst viel Bremsenergie in elektrische Energie umzuwandeln. Voraussetzung dafür ist eine gezielte Regelung des Batterieladezustandes. Im Gegensatz zur heutigen Ladestrategie darf der elektrische Speicher nicht immer grundsätzlich voll gehalten werden, da er sonst für preiswerten Strom nicht aufnahmebereit ist.

Für die Umsetzung dieser neuen Ladestrategie ist eine zyklusfestere Batterie, z.B. eine AGM-Batterie (Absorbent Glass Material), und ein Batteriesensor notwendig. Außerdem muss es aus Komfort- und Sicherheitsgründen über die Kommunikation Generator/ Steuergerät möglich sein, Leistungs- und Momenteneingriffe am Generator zu realisieren.

In Schub- und Bremsphasen kann so ohne Einsatz von Energie mehr Strom erzeugt werden als in den Zugphasen mit Einsatz von Kraftstoffenergie. Dieser hier zusätzlich erzeugte elektrische Strom braucht später bei den Zugphasen nicht mehr erzeugt werden. Um Rückwirkungen auf das Gesamtfahrzeug zu vermeiden, sind die Spannungslagen aller elektrischen Verbraucher zu untersuchen. Gegebenenfalls muss die Betriebsstrategie des Generators darauf angepasst werden.

Im Europäischen Zulassungstest und abhängig vom Fahrprofil der Kunden können mit der Intelligenten Generatorregelung bis zu 4% Kraftstoffverbrauch eingespart werden. Außerdem wird der Pfad der mechanischen Energiewandlung entlastet und dem Kunden steht mehr Zugkraft für den Antrieb zur Verfügung.

4.2 Wärmemanagement

Der mechanische Energiepfad wird neben den Energiewandlern zusätzlich mit weiteren Verbrauchern belastet, die für den Betrieb des Verbrennungsmotors selbst notwendig sind, wie z.B. der Wasserpumpe. Die heute üblich ausgeführten Wasserpumpen werden mechanisch starr unabhängig vom Bedarf des Verbrennungsmotors angetrieben. Die dafür notwendige Auslegung orientiert sich vorwiegend an Niedrigdrehzahlpunkten. Das führt i. d. R. bei hohen Motordrehzahlen zu sehr hohen Förderströmen und entsprechend großen – hier nicht notwendigen – Antriebsleistungen.

Um den Kühlmittelstrom gezielt zu managen, hat BMW erstmals am Reihensechszylinder-Motor eine elektrische Wasserpumpe eingeführt. Der Wasserstrom kann unabhängig von den Motordrehzahlen geregelt werden. So kann beispielsweise im Warmlauf die Kühlmittelförderung vollständig unterbleiben. Dadurch wird neben dem Entfall der Antriebsleistung vor allem die Erwärmung des Motoröls deutlich beschleunigt und so die motorische Reibung und der Kraftstoffverbrauch gesenkt (Abb. 14).

Im Europäischen Zulassungstest braucht die Kühlmittelpumpe erst im Hochgeschwindigkeitsteil angesteuert zu werden. Bis dahin steht die Pumpe. Eine Verbrauchseinsparung von ca. 2% wird erreicht. Beim Kunden kann sich je nach Umgebungsbedingung und Fahrprofil eine noch deutlichere Verbrauchsreduzierung ergeben. Für Volllastbetrieb konnte die Pumpe außerdem gezielt kleiner dimensioniert werden. Ein Leistungsvorteil von 2 kW wurde

erreicht. Diesen Leistungsvorteil kann der Kunde bei Bedarf nun an den Antriebsrädern zusätzlich zum Verbrauchsvorteil abrufen.

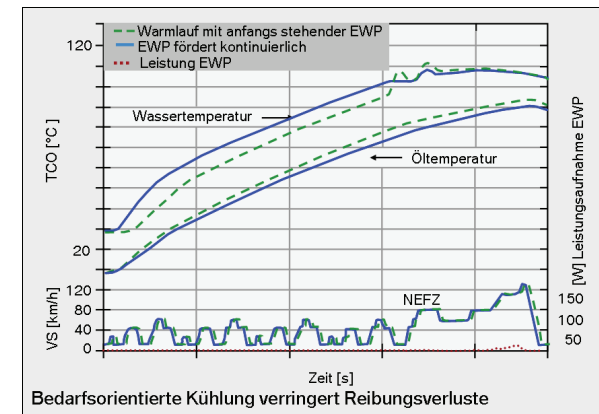


Abb. 14: Wärmemanagement durch eine elektrische Wasserpumpe (EWP)

5 Umsetzung Effiziente Dynamik

Die elektrische Energie bringt eine Reihe von Vorteilen beim Management von Energieströmen. Durch die Vermeidung von Verlusten, durch die Rekuperation und durch die Entlastung des mechanischen Energiepfades lassen sich gleichzeitig Kraftstoffverbräuche reduzieren und der Fahrspaß steigern. Um die Wirkung beim Kunden spürbar zu machen müssen Maßnahmenpakete geschnürt werden. Einzelmaßnahmen sind nur schwer über Businesspläne argumentierbar und werden deshalb häufig scheitern. Eine beispielhafte Paketierung der oben aufgeführten Maßnahmen mit Motor-Start/ Stop-Automatik, intelligenter Generatorregelung und elektrischer Kühlmittelpumpe führt im europäischen Zulassungszyklus zu einer Verbrauchsreduzierung von 7 bis 8% und verbessert durch die Entlastung des mechanischen Energiepfades die Beschleunigung im Bereich von ca. 0,1 Sekunden.

6 Ausblick

Das heute noch sehr komplexe Energiesystem im Fahrzeug mit historisch gewachsenen unterschiedlichen Energieformen wird sich wieder vereinfachen (Abb. 15). Hydraulische und pneumatische Energie werden nach und nach durch elektrische Energie ersetzt. Durch die Möglichkeiten einer bedarfsorientierten Regelung und einer Rückgewinnung von kinetischen und thermischen Energieverlusten wird sowohl der Kraftstoffverbrauch als auch die

verfügbare Leistung an den Antriebsrädern deutlich verbessert. So trägt das Energiemanagement ganz wesentlich dazu bei, die Effiziente Dynamik weiter zu steigern.

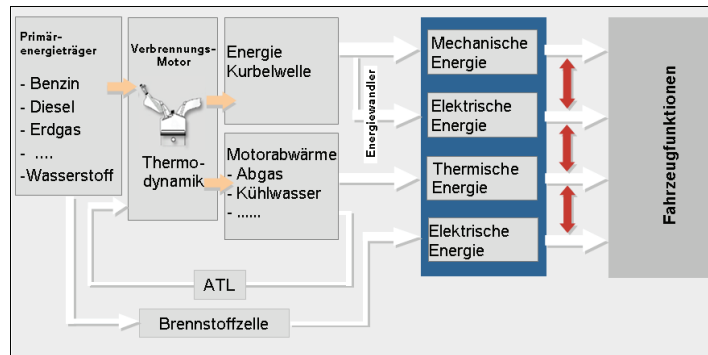


Abb. 15: Ausblick Energieströme im Fahrzeug

Um die dann noch höheren Anforderungen an das elektrische Bordnetz zu erfüllen, müssen aber neuartige Speichersysteme zur kurzzeitigen Energieversorgung und neue elektrochemische Speicher zur langfristigen Energieversorgung für den breiten Produkteinsatz entwickelt werden. Auch bei den elektrischen Maschinen muss ein skalierbarer Baukasten mit unterschiedlichen Leistungsklassen dargestellt werden. Je nach Zielsetzung der Fahrzeuge kann nur so ein energetisch und betriebswirtschaftlich sinnvoller möglichst flächendeckender Einsatz erreicht werden. Auch thermische Energieverluste müssen mehr genutzt werden als heute. Es reicht nicht aus nur die anfallende thermische Energie aus dem Verbrennungsprozess für die Heizung des Fahrgastinnenraums oder für die Aufheizung und Kühlung von Schmiermitteln zu verwenden.

Gebraucht werden deshalb weitere Ansätze zur Umwandlung von thermischer in elektrische und mechanische Energie. Außerdem eröffnet die Entwicklung eines unabhängigen parallelen Energiepfades um den Verbrennungsmotor herum, z.B. über eine Brennstoffzelle, weitere Verbrauchspotentiale.

7 Zusammenfassung

Um das Spannungsfeld gesetzlicher Vorgaben und Kundenerwartungen aufzulösen, verfolgt die BMW Group einen integrierten, funktionsorientierten Gesamtfahrzeugansatz. BMW setzt so zur Auflösung des Zielkonfliktes zwischen mehr Leistung und weniger Verbrauch

und Abgase auf die Effiziente Dynamik. Effiziente Dynamik ist der BMW Weg, markenspezifische Kundenerwartungen und gesetzliche Auflagen optimal zu erfüllen, ohne dabei betriebswirtschaftliche Parameter zu vernachlässigen. Der hocheffiziente Verbrennungsmotor bildet dabei weiterhin die Basis des Antriebsstranges. Um zusätzliche Effizienzpotentiale zu erschließen, setzt die BMW Group auf flexibel einsetzbare Maßnahmen für ein intelligentes Energiemanagement im Fahrzeug. Diese Maßnahmen führen im Sinne eines „Best of Hybrid“ zu maßgeschneiderten Lösungen für unterschiedliche Fahrzeugkonzepte.

8 Literatur

- [1] Liebl Johannes, 2005, *Energiemanagement – ein Schlüssel zur Effizienten Dynamik, Motoren und Antriebe 2010*, Herausgeber: EUROFORUM (Euroforum Deutschland, Düsseldorf), Beitrag 8.
- [2] Liebl Johannes, Hafkemeyer Markus, 2006, *Intelligente Generatorregelung – ein Beitrag zur Effizienten Dynamik, Elektroniksysteme im Automobil*, Herausgeber: EUROFORUM (Euroforum Deutschland, Düsseldorf), Beitrag 11.
- [3] Borgmann Klaus, Klütting Manfred, 2006, *Effiziente Dynamik als Lösung des Zielkonfliktes Kundenwunsch – Gesetzesanforderung*, Herausgeber: VDA
- [4] Göschel Burkhard, 2006, *Quo Vadis Hybrid*, Wiener Motorensymposium 2006

PERSPEKTIVEN DER ZUKÜNFTIGEN ERZEUGUNG FLÜSSIGER KOHLENWASSERSTOFFE UNTER EINSATZ VON KERNENERGIE

K. Kugeler^{1,2)}, E. Kugeler³⁾, I. Tragsdorf¹⁾, N. Pöppe¹⁾

¹⁾ Lehrstuhl für Reaktorsicherheit und -technik der RWTH Aachen

²⁾ Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik des Forschungszentrums Jülich

³⁾ Jülich

1. Aspekte der zukünftigen weltweiten Ölversorgung

Es wird erwartet, dass in den nächsten 20 Jahren die jährliche Weltölproduktion von rund $4,5 \cdot 10^9$ auf etwa $6 \cdot 10^9$ t/a gesteigert werden muss, um den stark steigenden Bedarf von Schwellenländern zu decken und die dann auf insgesamt etwa 8 Mrd. Menschen angewachsene Weltbevölkerung ausreichend zu versorgen.

Abb. 1 gibt Prognosen von Ölfirmen wieder, die besagen, wie die Versorgung, ausgehend von den heute bekannten und den in Zukunft zusätzlich gewinnungsfähigen Ölvorräten, gestaltet werden könnte. Demnach reichen die heute als gewinnbar angesehenen Vorkommen (rund $150 \dots 200 \cdot 10^9$ t) für einige Jahrzehnte; bei Hinzunahme der nicht konventionellen Ölvorräte (insgesamt $600 \dots 800 \cdot 10^9$ t) erweitert sich dieser Zeitraum auf mehr als 50 Jahre.

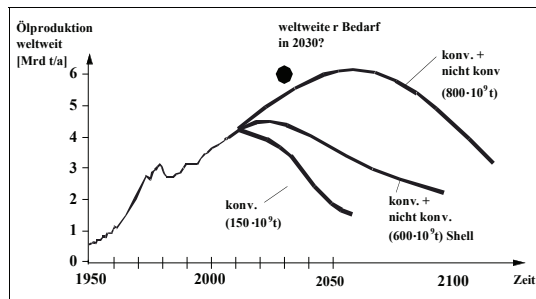


Abb. 1:

Bisherige Entwicklung der weltweiten Ölproduktion und Prognosen der zukünftigen Versorgung

Die nicht konventionellen Öle – aus tertiären Gewinnungsverfahren, aus Ölsänden und Ölschiefer – werden demnach schon recht bald entscheidend wichtig für die Versorgung. Um die zurückgehenden Fördermengen zu substituieren und den Zuwachsbedarf zu decken, müssen in Zukunft neue Verfahren eingeführt werden. Möglichkeiten aus heutiger Sicht sind:

- tertiäre Ölgewinnungsverfahren (Dampfpluten)
- Ölgewinnung aus Ölsanden und Ölschiefer
- Herstellung von Methanol aus Erdgas
- Herstellung flüssiger Kohlenwasserstoffe aus Kohle
- Umwandlung von Biomassen in Energiealkohole
- Einsatz von Flüssiggasen als Treibstoff

Bei den meisten dieser Verfahren muss – wie aus Abb. 2 zu ersehen ist – das H/C-Verhältnis vergrößert und das O/C-Verhältnis verkleinert werden.

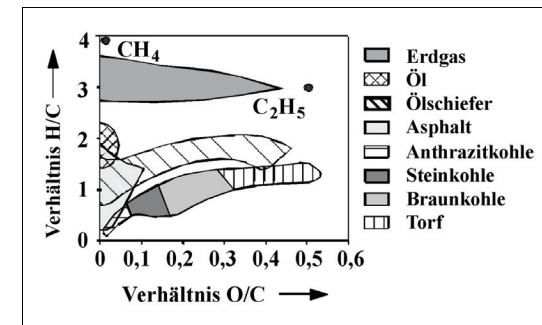


Abb. 2: Charakterisierung der bekannten Kohlenstoffträger durch die H/C- und O/C-Verhältnisse

Entsprechend müssen je nach Rohstoff verschieden große Mengen an Wasserstoff aufgewendet werden, um marktgängige Produkte wie Benzin und Diesel zu erzeugen. Tab. 1 weist die theoretischen Wasserstoffmengen aus, in der Praxis liegen die notwendigen Wasserstoffmengen deutlich darüber. Die theoretische Wasserstoffmenge zur Umwandlung von Braunkohle in 1 t Benzin beträgt $1330 \text{ m}^3 \text{H}_2$.

	$\frac{gO, S, N}{100gC}$	$\frac{gH}{100gC}$	$\frac{gH_{disp.}}{100gC}$	$\frac{m_N^3 H_{2theor.}}{t \text{ Benzin}}$	$\frac{\text{Molgewicht}}{(g/mol)}$
Rohstoffe					
Gaskohle	9,4	6,15	4,9	1148	5000
Braunkohle	39,2	7,64	3	1330	5000
Erdöl (H-arm)	5	12,7	12,1	460	550
Vakuumrückstand	8,22	12,18	11,5	518	870
Fertigprodukte					
Diesel		15,2			200
Benzin		16,7			100

Tab. 1: Notwendige Wasserstoffmengen zur Erzeugung von Benzin aus Kohlenstoffträgern (theoretische Werte)

- Die Emission von 2,5 t CO₂/t Öl wird vermieden: das bedeutet weitere Kostensenkung: U100...150 €/ t Öl entsprechend den in Zukunft erwarteten CO₂-Pönalen.
- Die Ausbeute aus dem Ölfeld wird verdoppelt.
- Das Verfahren gestattet es auch langfristig weniger attraktive Ölvorkommen auszubeuten.

Insbesondere im Hinblick auf die Kosten hat sich in der letzten Zeit wegen der dramatischen Anhebung des Ölpreises ein deutlicher Vorteil für nukleare Verfahren ergeben. (Abb. 6) Selbst bei Annahme recht hoher spezifischer Investitionskosten für nukleare Anlagen (z. B. 1000\$/KW_{th}) wären die Kostenvorteile der nuklearen Wärmebereitstellung nach erheblich.

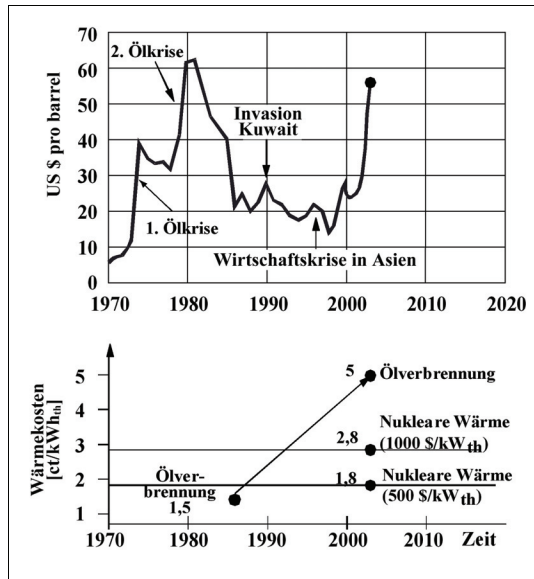


Abb. 6: Entwicklung der Rohölpreise und der Kosten für nukleare Wärme

3. Erzeugung von Methanol aus Erdgas

Die Erzeugung von Synthesegas aus Erdgas und die darauf folgende Erzeugung von Methanol aus dem Synthesegas sind heute Stand der Technik. Abb. 7 zeigt das Schema des konventionellen Verfahrens und die wesentlichen Reaktionen. Für den Gesamtwirkungsgrad der Umwandlung von CH₄ in CH₃OH kann ein Wert von rund 50 bis 60 % erwartet werden.

Bei Einsatz von Nuklearer Wärme können nicht nur Dampf und elektrische Energie, die im gesamten Verfahrensablauf benötigt werden, aus einem Kernkraftwerk geliefert werden, sondern auch Hochtemperaturwärme zur Durchführung der endothermen Spaltreaktion. Die

Ausbeute an Methanol kann dadurch insgesamt verdoppelt werden, wie dies in Abb. 8 angedeutet ist.

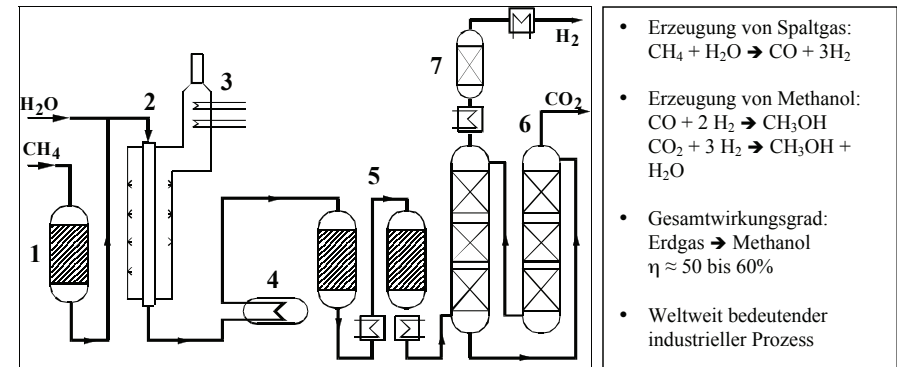


Abb. 7: Erzeugung von Synthesegas aus Erdgas (konventionelles Verfahren)
(1: Entschwefelung, 2: Spaltreaktoren, 3: Abhitzenutzung, 4: Abhitzenutzung, 5: Konvertierung, 6: CO₂-Abscheidung, 7: Methanisierung)

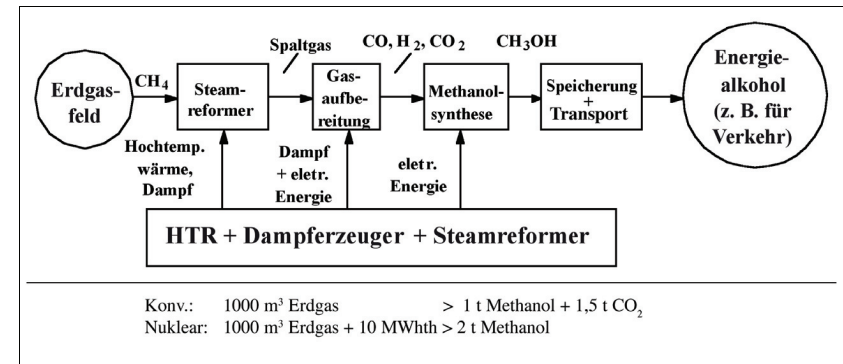


Abb. 8: Gesamtschema zur Erzeugung von Methanol aus Erdgas mit Lieferung der gesamten Prozesswärme aus einem modularen HTR

4. Gewinnung von flüssigen Kohlenwasserstoffen aus Ölsand bzw. Ölschiefer

Beim konventionellen Verfahren der Ölgewinnung aus Ölsand und Ölschiefer wird in einem Schwelreaktor das Ausgangsmaterial mit Heißgas behandelt. Die Schwelprodukte werden gereinigt, getrennt und dann teilweise einer Raffinerie zugeführt (Abb.9). Dieses Verfahren ist in Brasilien und Kanada, wo große Vorkommen von Ölsand und Ölschiefer vorhanden sind, entwickelt worden und im Einsatz.

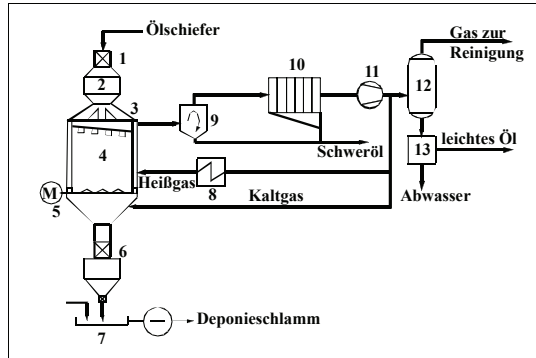


Abb.9: Ölgewinnung durch Schwelung von Ölsand bzw. Ölschiefer 1: Zerkleinerung, (2: Schleusensystem, 3: Verteilersystem, 4: Schwelschacht, 5: Antrieb für Austragssystem, 6: Austragsschleuse, 7: Abschlämzung, 8: Gaserhitzer, 9: Zyklon, 10: Elektrofilter, 11: Kompressor, 12: Destillation, 13: Ölabscheidung)

Bei der üblichen Menge von rund 160 Öl (bzw. Kerogen)/m³ Material müssen große Mengen an Deponieschlamm behandelt und zum Endverbleib wieder der Lagerstätte zugeführt werden. Hier ist eine aufwendige Wasseraufbereitung notwendig

Die bei der Produkttrennung anfallenden Gase (C₁ bis C₄) können zusammen mit Dampf im Steamreformer eingesetzt werden und dort zur Erzeugung des für die Hydrocrack-Anlage notwendigen Wasserstoffs eingesetzt werden. Alle Prozessenergien zur Durchführung des Schwelverfahrens, des Raffinerieprozesses und des Hydrocrackprozesses können von einem modularen HTR geliefert werden.

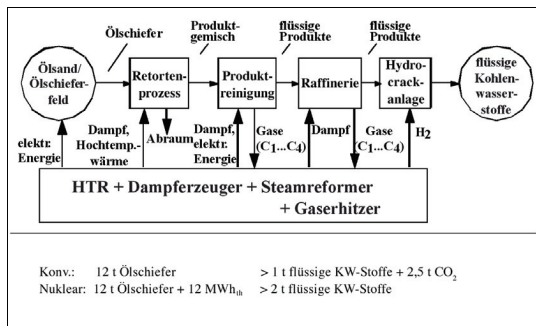


Abb. 10: Gesamtschema zur Erzeugung von leichten flüssigen Kohlenwasserstoffen aus Ölsanden bzw. Ölschiefer unter Einsatz von nuklearer Wärme

Die Gesamtbilanzierung in Abb. 10. weist aus, dass bei Einsatz von nuklearer Prozesswärme die Ausbeute an leichten flüssigen Kohlenwasserstoffen bezogen auf den eingesetzten Ölschiefer etwa verdoppelt werden kann. Gleichzeitig wird die Emission von rund 2,5 t CO₂

bei den Herstellungsprozessen vermieden. Auch die Deponiemenge pro gewonnene Tonne flüssige Kohlenwasserstoffe wird bei dieser Verfahrensweise halbiert.

5. Gewinnung von flüssigen Kohlenwasserstoffen aus Kohle durch Hydrierung

Bei der Kohlehydrierung wird die Kohle mit Kreislauföl angemischt und bei hohem Druck (~300 bar) und mittlerer Temperatur (400°C) katalytisch unter Einsatz großer Wasserstoffmengen hydriert (Abb. 11). Das Produktgemisch wird durch Destillation in verschiedene Fraktionen getrennt und dann einem weiteren Raffinations- und Hydrocrack-Prozess zugeführt.

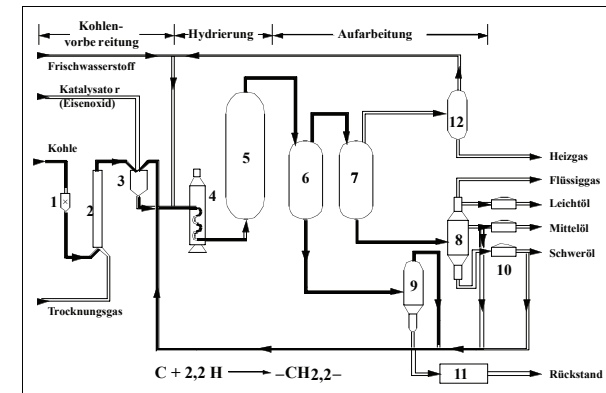


Abb. 11: Gewinnung von flüssigen Kohlenwasserstoffen durch Kohlehydrierung: Verfahren der konventionellen Kohlehydrierung

Die bei allen Verarbeitungsschritten anfallenden Gase (C₁...C₄) können wiederum in einem Steamreformer zur Erzeugung des insgesamt notwendigen Hydrierwasserstoffs für den Gesamtprozess eingesetzt werden. (Abb. 12).

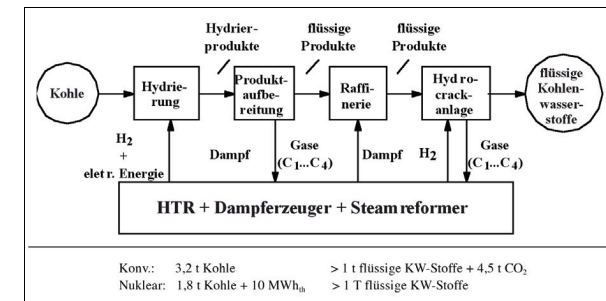


Abb. 12: Gewinnung von flüssigen Kohlenwasserstoffen durch Kohlehydrierung: Gesamtbilanz bei Einsatz von Nuklearenergie

So gelingt es beim Einsatz von nuklearer Wärme für die Dampf- und Stromerzeugung sowie für die Bereitstellung der Hochtemperaturwärme den Kohleeinsatz für das Verfahren deutlich zu reduzieren und gleichzeitig den Ausstoß von CO_2 bei der Herstellung der flüssigen Kohlenwasserstoffe zu vermeiden.

6. Gewinnung von flüssigen Kohlenwasserstoffen aus Biomassen und Nuklearenergie

Auch Biomassen können zur Gewinnung von flüssigen Kohlenwasserstoffen eingesetzt werden. Neben den bekannten konventionellen Verfahren wäre hier auch der Einsatz von nuklearer Wärme zukünftig möglich. Entsprechend dem Übersichtsschema in Abb. 13 kann die Biomasse zur Wärmeerzeugung verbrannt werden und das entstandene CO_2 einer Methanolsynthese zugeführt werden. Hier kann unter Einsatz von Wasserstoff aus CO_2 und H_2 Methanol erzeugt werden. Die Wasserstoffherzeugung erfolgt über Elektrolyse oder evtl. in Zukunft über thermochemische Kreisprozesse, die unter Einsatz von nuklearer Wärme betrieben werden. Alternativ könnte die Biomasse auch vergast werden und die erzeugten Gase ($\text{C}_1\text{...C}_4$) könnten in einem Steamreformer zur Erzeugung von Wasserstoff genutzt werden.

Methanol kann als flüssiger Brennstoff gespeichert und in allen Bereichen der Energiewirtschaft, insbesondere auch im Verkehr, Verwendung finden. Bei der Verbrennung von Methanol entsteht wiederum CO_2 , das in der Biosphäre unter der Einwirkung von Solareinstrahlung wiederum Biomassen ergibt. Die Ausbeute an flüssigen Kohlenwasserstoffen beim nuklearen Verfahren kann in etwa verdoppelt werden.

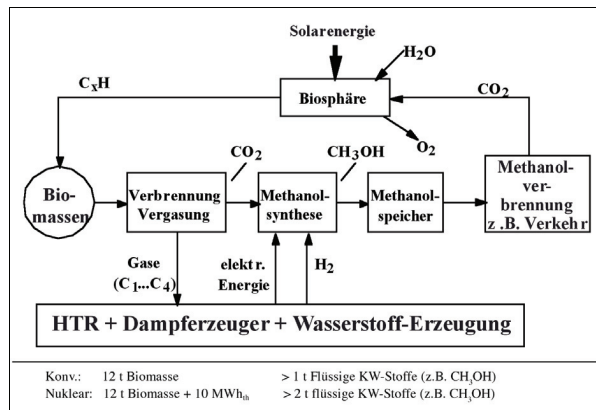


Abb. 13: Gewinnung von flüssigen Kohlenwasserstoffen aus Biomassen und Kernenergie

7. Technische Fragestellungen bei der Einkopplung von Kernreaktorwärme in verfahrenstechnische Prozesse

Für die hier beschriebenen Verfahren sind modulare Hochtemperaturen geeignete Wärmequellen. Wie Abb. 14 zeigt, sind für die Erzeugung von Prozessdampf für tertiäre Ölge Gewinnungsverfahren Reaktoren mit einer Heliumaustrittstemperatur von 700°C ausreichend. Eine Trennung zwischen Primärkreislauf und Prozessanlage kann zusätzlich durch einen Dampfumformer erfolgen. Grundsätzlich kann auch in Kraft-Wärmekopplungsschaltung elektrische Energie und Prozessdampf erzeugt werden.

Für die Einkopplung der Hochtemperaturwärme zur Wasserstoffherzeugung sind Steamreformer zur Durchführung des Dampf/Methanreformierungsprozesses erforderlich. Hier ist eine Heliumtemperatur von etwa 900°C erforderlich. Die Abb. 14 weist aus, dass die restliche Temperaturspanne im Helium für die Dampferzeugung genutzt wird. Grundsätzlich können auch bei diesem Prozess Primär- und Prozesskreislauf durch einen Zwischenkreislaufwärmetauscher entkoppelt werden. Als Zwischenkreislaufmedium wird Helium verwendet.

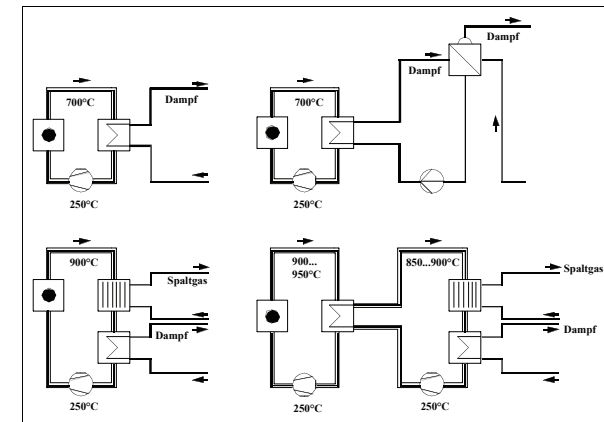


Abb. 14: Einkopplung von nuklearer Wärme in Prozesse zur Herstellung von flüssigen Kohlenwasserstoffen

Für Prozesse der Gaserhitzung beim Verfahren der Nutzung von Ölschiefer oder zur Einkopplung von Hochtemperaturwärme in Verfahren der thermochemischen Wasserstoffherzeugung durch Kreisprozesse ist die Komponente unverzichtbar.

Insgesamt ergeben sich die in Abb. 15 aufgelisteten Aufgaben zur Realisierung der in dieser Arbeit angeführten Prozesse.

- modularer HTR (200 bis 400 MW_{th}) mit einer Heliumaustrittstemperatur von 900 bis 950°C
- Zwischenkreislauf - Wärmeträger mit einer Temperatur von 850 bis 900°C auf der Sekundärseite (Helium/Helium bzw. Helium/Prozessgas)
- Steam - Reformer mit Spaltentemperaturen von 800°C und Heliumbeheizung
- Materialien für Wandtemperaturen von 900°C und Lebensdauern von 100 000 h
- Lösung von Kopplungsfragen zwischen Reaktor und Prozess (z. B. Tritiumpermetation, Prozessgase im Containment)
- Realisierung einer neuartigen Sicherheitsanforderung bei modularen HTR (keine katastrophalen Freisetzungen von Radioaktivität bei allen denkbaren Störereignissen)

Abb. 15: Technische Aufgaben zur Realisierung der Prozesse.

8. Stand der Technik bei modularen Hochtemperaturreaktoren und Hochtemperaturwärmetauschern

Modulare Hochtemperaturreaktoren als Wärmequellen zur Versorgung der zuvor beschriebenen Verfahren können heute als realisierbar angesehen werden. Sie können so gebaut werden, dass auch nach vollständigem Verlust der aktiven Kühlung kein Schmelzen des Kerns und keine unzulässige Überhitzung auftritt. Dies wird durch die besondere Form des Brennstoffs (TRISO - Coated particles) und eine Begrenzung der maximalen Brennstofftemperatur auf Werte kleiner als 1600°C bei allen Störfällen erreicht.

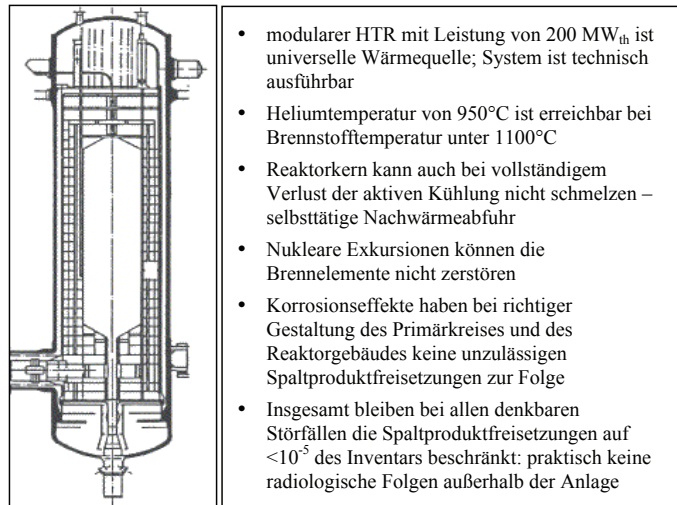


Abb. 16: Modularer HTR als nukleare Energiequelle

Für zylindrische Cores ergibt sich dadurch eine Begrenzung der thermischen Leistung auf 200 MW, für ringförmige Cores wird bei Nutzung der heutigen Techniken für Reaktor-druckbehälter eine Leistungsgrenze von 400 MW einzuhalten sein. Abb. 16 zeigt das Konzept modularer HTR (hier für eine 200 MW_{th}-Anlage) und gibt einige wesentliche heute gesicherte Erkenntnisse, insbesondere im Hinblick auf das Störfallverhalten, wieder.

Das bekannte Sicherheitsverhalten modularer HTR, dass nach Ausfall der Kühlung die Nachwärme allein durch Wärmeleistung, Wärmestrahlung und freie Konvektion aus der Anlage abgeführt wird, bleibt auch nach sehr schweren Beschädigungen der Anlage, z. B. durch Terrorismus, erhalten. Nach derartigen extremen äußeren Einwirkungen könnten die Gebäude vollständig zerstört sein.

Abb. 17 zeigt die Entwicklung der maximalen Brennstofftemperatur, die ausweist, dass selbst unter diesen extremen Bedingungen niemals eine höhere Brennstofftemperatur als 1600 °C auftritt. Damit ist auch in diesem Fall die Rückhaltung der Spaltprodukte in den Coated Particles gesichert.

Unzulässige Korrosion an den Brennelementen wird durch eine geeignete Konstruktion des Reaktor Gebäudes mit einer inneren Betonzelle erreicht. Die für Korrosionsvorgänge verfügbare Luftmenge kann auf unbedenklich kleine Werte begrenzt werden. Bei Verwendung vorgespannter Reaktor-druckbehälter oder bei Inventarisierung der inneren Betonzelle entfällt diese Störfallmöglichkeit praktisch vollständig.

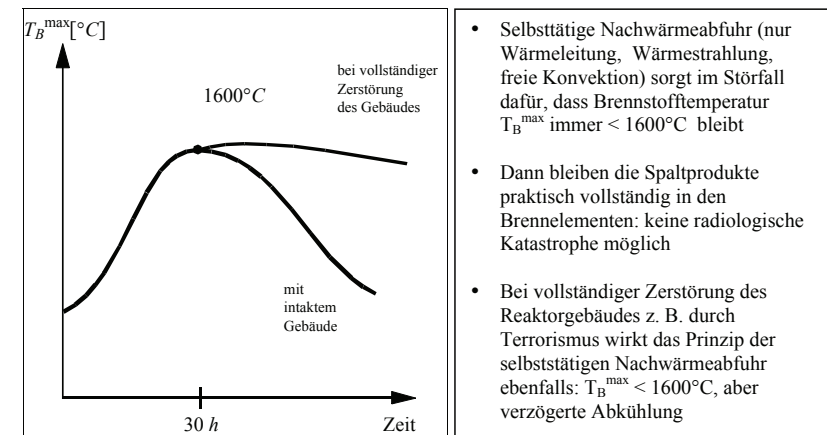


Abb. 17: Modularer HTR als nukleare Wärmequelle: Verhalten der Anlage bei vollständigem Verlust der aktiven Kühlung

Die Voraussetzungen für eine zukünftige Verwendung der Kernenergie für wärmetechnische Prozesse ist sicherlich, dass der Reaktor niemals katastrophale Freisetzen von Radioaktivität verursachen kann. Dieses Sicherheitsverhalten ist bei einem geeignet ausgelegten und gestalteten modularen HTR realisierbar und nachprüfbar.

Zwischenkreislaufwärmetauscher zur Einkopplung von Hochtemperaturwärme in verfahrenstechnische Prozesse sind in Großanlagen bis zu 10 MW über lange Zeiten erfolgreich getestet worden. Abb. 18 zeigt einen Helix-Wärmetauscher, der mit 950-gradigem Helium beheizt wurde und auf der Sekundärseite 900-gradiges Helium bereitgestellt hat.

Die sensitivste Komponente – hier der heiße zentrale Sammler für 900°C – wurde dabei für eine Leistung von 125 MW_{th} im Dauertest erprobt. Nach Durchführung eines umfangreichen Materialprogramms für Wandtemperaturen von 950°C ist heute davon auszugehen, dass die notwendigen Werkstoffe für eine Auslegung der Komponenten für eine hinreichend lange Lebensdauer zur Verfügung stehen werden.

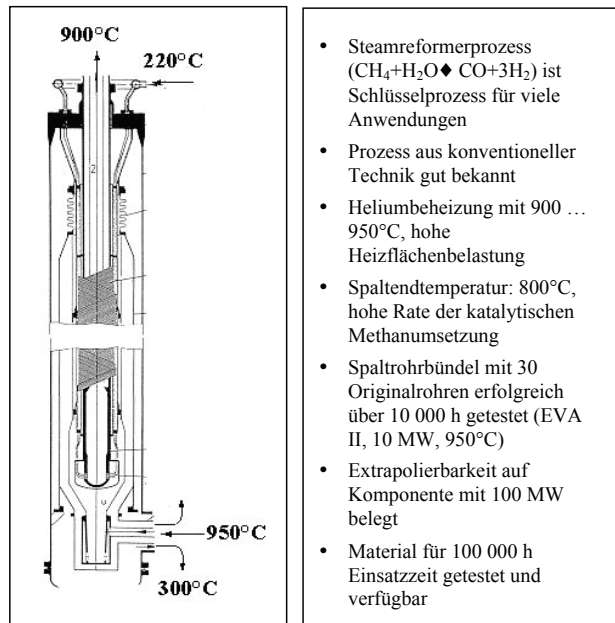


Abb. 18: Helium/Helium Zwischenwärmetauscher zur Einkopplung von Hochtemperaturwärme in verfahrenstechnische Prozesse.

- Steamreformerprozess ($\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$) ist Schlüsselprozess für viele Anwendungen
- Prozess aus konventioneller Technik gut bekannt
- Heliumbeheizung mit 900 ... 950°C, hohe Heizflächenbelastung
- Spaltendtemperatur: 800°C, hohe Rate der katalytischen Methanumsetzung
- Spaltrohrbündel mit 30 Originalrohren erfolgreich über 10 000 h getestet (EVA II, 10 MW, 950°C)
- Extrapolierbarkeit auf Komponente mit 100 MW belegt
- Material für 100 000 h Einsatzzeit getestet und verfügbar

ausgeführt ist. Hier konnte über eine Betriebszeit von etwa 10000 h die Funktionsfähigkeit dieses Apparates mit Heliumbeheizung gezeigt werden.

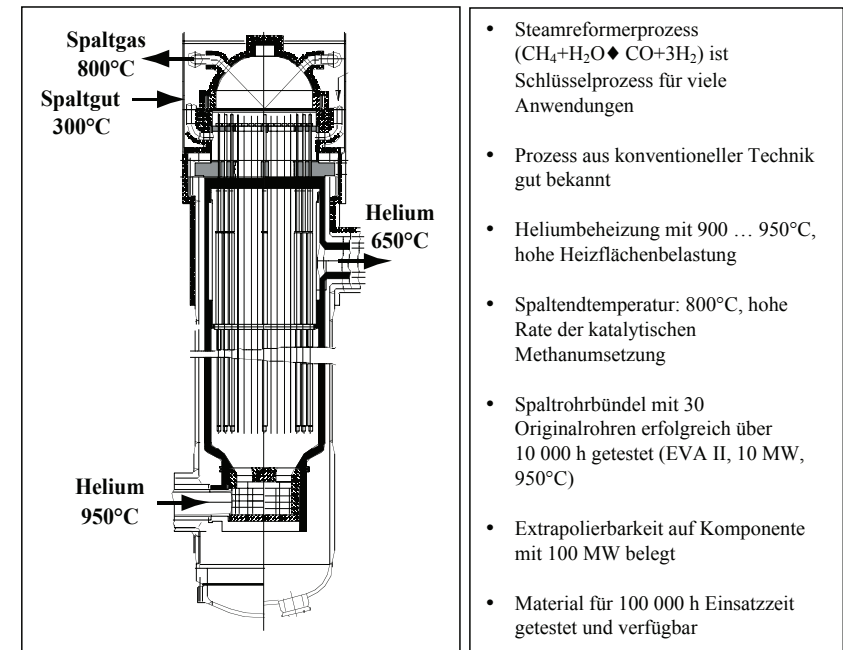


Abb. 19: Steamreformer mit Heliumbeheizung

- Steamreformerprozess ($\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$) ist Schlüsselprozess für viele Anwendungen
- Prozess aus konventioneller Technik gut bekannt
- Heliumbeheizung mit 900 ... 950°C, hohe Heizflächenbelastung
- Spaltendtemperatur: 800°C, hohe Rate der katalytischen Methanumsetzung
- Spaltrohrbündel mit 30 Originalrohren erfolgreich über 10 000 h getestet (EVA II, 10 MW, 950°C)
- Extrapolierbarkeit auf Komponente mit 100 MW belegt
- Material für 100 000 h Einsatzzeit getestet und verfügbar

Auch hier sind die Elemente von Großkomponenten im Originalmaßstab erprobt worden. Es wird heute möglich sein, derartige Komponenten in der Leistungsgröße von 100 MW zu bauen und erfolgreich einzusetzen. Die notwendigen Materialien für diesen Wärmetauscher sind ebenfalls verfügbar und hinreichend lange unter realitätsnahen Bedingungen getestet.

9. Zusammenfassung

Insgesamt ergibt sich folgende Bewertung für die hier vorgestellten Verfahren:

- Der Markt für Treibstoffe hat einen ähnlichen großen Umfang wie der für elektrische Energie.
- Verfahren mit Einsatz von nuklearer Wärme gestatten eine Halbierung des Rohstoffeinsatzes: Schonung von Kohlenstoffressourcen.

- Bei allen Verfahren mit Einsatz von nuklearer Wärme wird die CO₂-Emission bei der Herstellung der flüssigen Kohlenwasserstoffe eingespart: dies dient der Umweltschonung.
- Nukleare Verfahren sind kostengünstiger als konventionelle Verfahren; die nukleare Wärme ist um einen Faktor 2 günstiger als Wärme aus der Verbrennung von Öl; langfristig bleiben die Kosten von nuklearer Wärme praktisch konstant.
- Die Techniken zur Herstellung von flüssigen Kohlenwasserstoffen sind praktisch verfügbar: besonderes Know-how ist in Deutschland vorhanden.
- Die Verfahren sind äußerst interessant und wichtig für die Zukunft. International sind große Bemühungen zur Etablierung der Verfahren im Gange.

Weltweit sind viele bedeutende Industrieländer mit der Weiterentwicklung dieser Verfahren beschäftigt und es kann erwartet werden, dass in Zukunft die genannten Versorgungsoptionen für flüssige Kohlenwasserstoffe technisch und auch wirtschaftlich realisiert werden können.

MAGNETISCH EINGESCHLOSSENE FUSIONSPLASMEN AUF DEM WEG ZU EINER NEUEN ENERGIEQUELLE

Robert Wolf

Forschungszentrum Jülich, D-52425 Jülich

Seit den frühen 60er Jahren wird mit dem Ziel, eine neue Primärenergiequelle zu schaffen, an der kontrollierten Kernfusion (Kernverschmelzung) geforscht. Eine der aussichtsreichsten Möglichkeiten, die für die Kernfusion notwendigen Bedingungen herbeizuführen, ist dabei der Einschluss der Atomkerne in Magnetfeldern. An der Spitze dieser jahrzehntelangen weltweiten Entwicklung steht nun die Entscheidung zum Bau der Versuchsanlage ITER in Cadarache, im Süden Frankreichs. ITER soll die physikalische Machbarkeit der Fusion als Energiequelle zeigen und dabei gleichzeitig wesentliche technische Komponenten eines zukünftigen Fusionskraftwerks erproben. Basierend auf den heutigen Erkenntnissen aus einer Vielzahl von Experimenten, begleitet von dem zunehmenden theoretischen Verständnis der Vorgänge in diesen Experimenten, ist ITER (Abb.1) ausgelegt, eine Fusionsleistung von 500 MW über acht Minuten Brenndauer aufrecht erhalten zu können [1]. Die Leistungsverstärkung, das Verhältnis von erzeugter Fusionsleistung zu zugeführter Heizleistung, ist dabei das Maß des Energieüberschusses der Fusionsreaktion. In ITER soll diese Kennzahl 10 erreichen; für den ökonomischen Einsatz der Fusion zur Energiegewinnung in einem späteren Kraftwerk ist nach heutigen Erkenntnissen eine Leistungsverstärkung von etwa 30 notwendig.

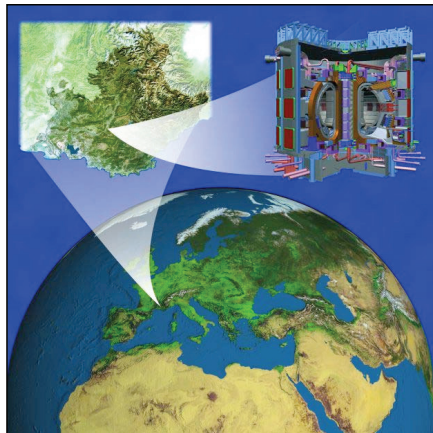


Abb.1: ITER – ursprünglich die Abkürzung für „International Thermonuclear Experimental Reactor“, aber auch lateinisch „der Weg“ – wird im Süden Frankreichs, in Cadarache, entstehen. Als erstes Fusionsexperiment weltweit soll ITER kontrolliert einen Leistungsüberschuss von einem Faktor 10 bei einer Fusionsleistung von 500 MW erzeugen.

Wegen der Komplexität der Aufgabe, aber auch der notwendigen Investitionen von 5 Milliarden Euro, wird ITER in einer weltweiten Zusammenarbeit gebaut und später betrieben. Partner des ITER-Projekts sind die EU, Japan, die USA, Russland, China, Südkorea und Indien. Verglichen mit den Ausgaben im Energiesektor ist ITER zwar nicht außergewöhnlich teuer, als Forschungsprojekt, das aus Forschungshaushalten finanziert werden soll, verlangt es aber das Zusammenführen der Ressourcen vieler Partner.

Die Erkenntnis, dass aus der Verschmelzung leichter Atomkerne Energie gewonnen werden kann, folgte bald nach Einsteins Entdeckung der Äquivalenz von Masse und Energie. In diesem Zusammenhang wurde auch erkannt, dass die Energiequelle der Sonne, sowie vieler anderer Sterne, auf der Fusion der Atomkerne des Wasserstoffs und anderer leichter Elemente beruht. In ihrem Kern erzeugt die Sonne jene riesigen Energiemengen, die von ihrer Oberfläche abgestrahlt werden. Ein winziger Teil davon erreicht dabei die Erde, bestimmt unser Klima und ist bisher auch unsere wichtigste Energiequelle. Deren Nutzung geschieht direkt oder indirekt auf vielerlei Wegen. Die wärmende Wirkung kann direkt genutzt werden, mittels Photovoltaik wird elektrische Energie erzeugt, Windkraftanlagen oder Wasserkraftwerke beruhen auf der Wechselwirkung mit der Atmosphäre, und die fossilen Energieträger wie Kohle, Erdöl oder Gas sind letztendlich über Jahrmillionen gespeicherte Sonnenenergie. Nur die Primärenergieträger Erdwärme und Kernspaltung stammen nicht von der Sonne.

Mit der kontrollierten Kernfusion soll das Prinzip, mit dem die Sonne Energie erzeugt, technisch nutzbar gemacht werden. Damit stünde eine neue Primärenergiequelle zur Verfügung, die wesentliche Vorteile vereint:

- Die Brennstoffe wären aus heutiger Sicht nahezu unbegrenzt verfügbar. Bezogen auf den derzeitigen weltweiten Energieverbrauch würden sie mehr als eine Million Jahre ausreichen.
- Die Brennstoffe sind weltweit gleichmäßig verteilt, was die heutigen politischen Probleme beim Zugriff auf Energieträger wie Öl oder Gas vermeiden würde.
- Kernfusion erzeugt kein Kohlendioxid und auch keine anderen klimaschädlichen Abfallprodukte. Die „Asche“ der Fusionsreaktion sind sehr geringe Mengen des Edelgases Helium, das in kleinen Teilen in der Atmosphäre vorkommt.
- Im Gegensatz zur Kernspaltung beruht die Kernfusion nicht auf einer Kettenreaktion. Während in den Brennelementen des Spaltreaktors die Energiemenge einiger Jahre gespeichert ist, wird der Brennstoff bei Kernfusion, ähnlich einer chemischen Verbrennung, kontinuierlich zugeführt und umgesetzt.

Die für irdische Anwendung energetisch attraktivste Fusionsreaktion findet zwischen den Wasserstoffisotopen Deuterium und Tritium statt (Abb.2). Mit dieser Fusionsreaktion erreicht man unter thermischen Bedingungen bei Temperaturen von etwa 10 bis 20 keV (115 – 230 Millionen Grad) die höchste Leistungsdichte. Die Reaktionsprodukte sind Helium und ein Neutron, deren Energie letztendlich in Wärme umgewandelt wird, um daraus z.B. Elektrizität zu erzeugen. Deuterium ist in kleinen Mengen im Wasser enthalten, während Tritium in der Natur nicht frei vorkommt. Deshalb muss es mit Hilfe der Neutronen in einem so genannten Blanket, das das Reaktorgefäß umgibt, mit Hilfe der Neutronen aus Lithium erbrütet werden. Die Rohstoffe der Fusion sind also Deuterium und Lithium; die „Asche“ ist Helium.

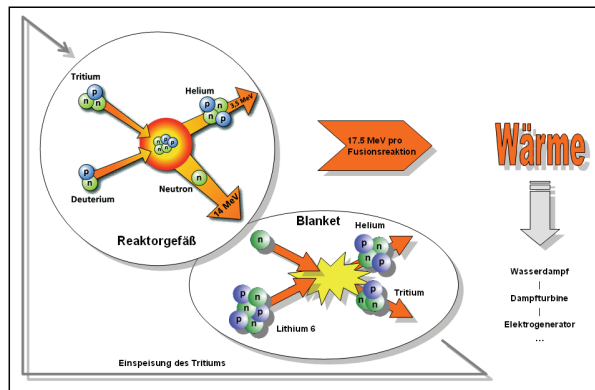


Abb.2: Die für irdische Anwendung energetisch attraktivste Fusionsreaktion findet zwischen den Wasserstoffisotopen Deuterium und Tritium statt. Die Reaktionsprodukte sind Helium und ein Neutron, deren Energie in Wärme umgewandelt wird, um daraus Elektrizität zu erzeugen.

Nun ist es relativ leicht, einen energiereichen Strahl des einen Wasserstoffisotops auf ein Target zu schießen, welches das andere Isotop enthält, und dabei Fusionsreaktionen herbeizuführen. Nur für eine positive Energiebilanz, bei der der Energieaufwand zur Erzeugung der Fusionsreaktionen kleiner ist als die von der Fusion freigesetzte Energie, genügt das nicht. Erst unter thermischen Bedingungen, bei denen genügend Stöße zwischen den Reaktionspartnern stattfinden, bevor diese das System verlassen, erreicht man wegen des kleinen Wirkungsquerschnitts der Fusionsreaktion die notwendige Anzahl von Stößen, die auch zur Fusion und damit zur Energieerzeugung führen. Diese Bedingung bedeutet, dass das System ein Mindestmaß an thermischer Isolierung aufweisen muss. Diese Bedingung wird dadurch verschärft, dass für die ökonomische Attraktivität eines Fusionskraftwerks deutlich mehr Energie freigesetzt werden muss als zur Aufrechterhaltung der Fusion und zum Betrieb des Kraftwerks verbraucht wird. Typischerweise sollten nicht mehr als 20%

der Leistung in das Kraftwerk zurückgeführt werden müssen. Ohne Berücksichtigung von Wirkungsgradverlusten für die Heizung des Plasmas und ohne den Energieaufwand für den Kraftwerksbetrieb, benötigt man dazu die oben genannte Leistungsverstärkung von 30. Bei der Betrachtung der Fusion als neue Primärenergiequelle ist noch wichtig anzumerken, dass im Unterschied insbesondere zu fossilen Energieträgern die Gewinnung der Rohstoffe für die Energiekosten keine wesentliche Rolle spielt. Dagegen werden die Kosten für den Bau eines Kraftwerks und dessen Verfügbarkeit im Betrieb entscheidend für die Wirtschaftlichkeit sein.

Nun hat die Fusion nicht nur Vorteile, sondern bringt auch Schwierigkeiten mit sich:

- Die Neutronen werden nicht nur benutzt um Tritium zu erbrüten, sondern sie aktivieren auch das Reaktorgefäß und dessen Umhüllung. Am Ende seiner Lebensdauer müsste das Reaktorgefäß mit den umliegenden Strukturmaterialien für etwa 50 bis 500 Jahre – je nach Materialien – sicher aufbewahrt werden, bis deren Radioaktivität soweit abgeklungen ist, dass ein Großteil in den normalen Stoffkreislauf zurückgeführt werden könnte.
- Tritium ist radioaktiv und darf deshalb nicht in die Umwelt gelangen. Die Halbwertszeit ist allerdings vergleichsweise kurz (12,3 Jahre) – ein Grund dafür, dass es in der Natur nicht vorkommt –, so dass es sich nicht beliebig anhäufen würde. Da nur soviel Tritium erzeugt, wie gebraucht wird, erübrigen sich allerdings die Speicherung und der Transport großer Mengen.

Reaktorstudien zeigen zudem, dass selbst bei einem vollständigen Verlust aller Kühl- und Kontrollsysteme eines zukünftigen Fusionsreaktors trotz des Umgangs mit Radioaktivität eine Gefahr für die Bevölkerung ausgeschlossen werden kann [2]. Allerdings: Kernfusion ist noch nicht zur Energieerzeugung verfügbar. Welche physikalischen und technischen Herausforderungen gilt es noch zu lösen? Die Forschung der letzten Jahrzehnte galt der Kernfrage, wie man genügend Fusionsreaktionen herbeiführt, so dass zwischen dem Aufwand zur Erzeugung der Reaktionen und der freigesetzten Energie eine positive Energiebilanz entsteht. Anders als in der Sonne, wo die Fusionsreaktionen bei Temperaturen von 10 Millionen Grad und Drücken von 10 Milliarden bar stattfinden, benötigt ein irdischer Fusionsreaktor sogar noch höhere Temperaturen (100 Mio. Grad) des Brennstoffgemischs, dafür allerdings deutlich niedrigere Drücke von nur etwa 2 bar. Bei diesen Temperaturen bildet sich ein heißes Plasma, d.h. die Elektronen erhalten soviel Energie, dass sie sich von den Atomkernen trennen (bei fusionsrelevanten Temperaturen sind leichte Elemente wie Kohlenstoff vollständig ionisiert). Die positiv geladenen Atomkerne sind zudem energiereich genug, um ihre elektrische Abstoßung zu überwinden und zu fusionieren.

Im Gegensatz zur Sonne, wo dieses Plasma durch die Schwerkraft zusammengehalten wird, verwendet das aussichtsreichste Prinzip (Abb.3), ein derartiges Fusionsplasma auf der Erde einzuschließen, starke Magnetfelder von einer Größenordnung wie wir sie in Kernspintomographen finden (im Bereich von einigen Tesla). Eine weitere Möglichkeit, auf der Erde Fusionsplasmen zu erzeugen, ist die so genannte Trägheitsfusion. Dort werden mit Hilfe kurzer Pulse energiereicher Ionen- oder Laserstrahlen kleine Pellets, die das Deuterium-Tritium-Gemisch enthalten, so schnell erhitzt, dass der Aufbau der für die Fusion notwendigen Temperaturen und Drücke schneller geschieht als sich das Pellet ausdehnen kann. Im Prinzip handelt es sich hier um die Zündung vom Wasserstoffbomben auf kleinstem Raum. Dementsprechend ist die Forschung im Bereich der Trägheitsfusion hauptsächlich militärisch motiviert. Im Vergleich zur Magnetfusion ähneln die Zustände, die bei der Trägheitsfusion erreicht werden, mehr denen in der Sonne, d.h. die Drücke sind deutlich höher und die Temperaturen sind niedriger. Als Energie lieferndes System hat die Trägheitsfusion allerdings den Nachteil, dass sie immer gepulst sein wird – es müssen in schneller Abfolge die Pellets zur Zündung gebracht werden –, während das Ziel der Magnetfusion ein kontinuierlich brennendes Fusionsplasma ist.

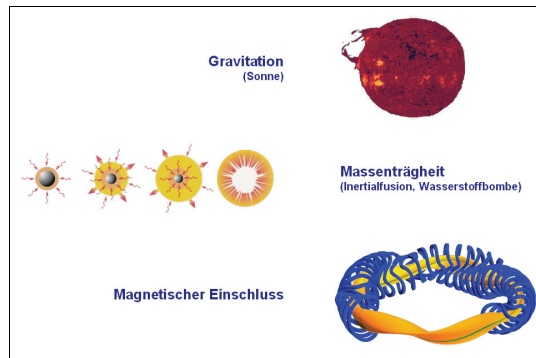


Abb.3: Die verschiedenen Möglichkeiten, ein Fusionsplasma einzuschließen: Durch Gravitation (wie in der Sonne und den Sternen), durch die Massenträgheit oder mit Hilfe starker Magnetfelder, die zumindest teilweise durch Magnetfeldspulen erzeugt werden.

Der Einschluss eines Plasmas in einem Magnetfeld beruht darauf, dass sich die elektrisch geladenen Teilchen entlang des Magnetfelds nahezu frei bewegen können, während sie senkrecht dazu auf Kreisbahnen gezwungen werden. Damit ist der Transport von Energie oder Teilchen senkrecht zum Magnetfeld stark eingeschränkt. Definiert man nun die Energieeinschlusszeit als das Maß für die Wärmeisolierung, so kann man aus der Forderung, dass die Heizung durch die Fusionsreaktion die Verluste durch Wärmeleitung, Konvektion und Abstrahlung kompensiert, eine Zündbedingung formulieren. Anschaulich ist die Energieeinschlusszeit die Zeit, die das Plasma zum abkühlen braucht, würde man die

Heizung abstellen. Zündung heißt in diesem Zusammenhang, dass die gesamten Verluste aus dem Plasma durch die Energie der Alphateilchen (Heliumkerne) aus der Fusionsreaktion aufgebracht werden. Die Leistungsverstärkung ist dann definitionsgemäß unendlich, da keine Zusatzheizung mehr von außen zugeführt wird. Von einem brennenden Fusionsplasma spricht man, wenn die Heizung der Alphateilchen zumindest den Hauptanteil der Plasmaheizung ausmacht. Da vier Fünftel der Energie der Fusionsreaktion in die Neutronen gehen, kennzeichnet ein brennendes Fusionsplasma eine Leistungsverstärkung, die deutlich größer als eins ist (ITER ist ausgelegt, eine Leistungsverstärkung von 10 zu erreichen; ein Fusionskraftwerk benötigt etwa 30). Die Plasmamparameter, die es für ein brennendes Fusionsplasma zu erreichen gilt, sind Temperaturen oberhalb 100 Millionen Grad bzw. 10 keV, Plasmadichten von 10^{20} m^{-3} und Energieeinschlusszeiten länger als 5 Sekunden. Das Produkt aus diesen drei Größen heißt auch Tripelprodukt und hängt für ein gegebenes Brennstoffgemisch, wie Deuterium und Tritium, direkt mit der Leistungsverstärkung zusammen.

Während der Transport des Plasmas senkrecht zum Magnetfeld stark eingeschränkt ist, werden Verluste entlang des Magnetfeldes dadurch verhindert, dass man eine ring- oder torusförmige Anordnung wählt. Ein rein toroidales Magnetfeld entlang der Achse des Torus genügt jedoch nicht. Senkrecht dazu benötigt man noch eine poloidale Magnetfeldkomponente – insgesamt ergibt sich daraus ein helikal um die Torusachse gewundenes Magnetfeld –, um ein Gleichgewicht zwischen dem Plasmadruck und dem einschließenden Magnetfeld bzw. Strömen im Plasma zu erreichen. Dafür gibt es im Wesentlichen zwei Konzepte: Den Stellarator (Abb.4a), der für die Erzeugung des Magnetfelds hauptsächlich die das Plasma umgebenden Spulen verwendet, und den Tokamak (Abb.4b), der zusätzlich das Magnetfeld eines im Plasma fließenden elektrischen Stroms benötigt.

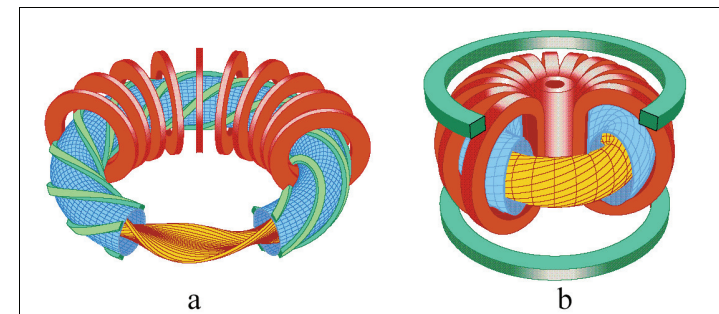


Abb.4:

- a) Prinzipskizze eines Stellarators: Neben den Magnetfeldspulen und dem Plasmagefäß sind die Magnetfeldlinien, die auf einer gemeinsamen Oberfläche verlaufen, gezeigt.
- b) Prinzipskizze eines Tokamaks: Die zentrale Säule zeigt die Primärwicklung des Transformators, das Plasma ist die Sekundärwicklung. Zusätzlich zu den Toroidalfeldspulen benötigt der Tokamak noch Vertikalfeldspulen (im Bild oben und unten).

Die Vorteile des Stellarators liegen in der Abwesenheit stromtriebener Instabilitäten und der intrinsischen Stationarität der Anordnung: Ein mit Hilfe supraleitender Magnete erzeugtes Magnetfeld kann ohne wesentliche Energieverluste beliebig lange aufrechterhalten werden. Die Nachteile sind eine sehr komplexe Spulenanordnung bzw. Magnetfeldtopologie, zu deren Berechnung Hochleistungsrechner erforderlich sind, was gegenüber dem Tokamak zu einem historischen Rückstand in der Entwicklung dieses Konzepts geführt hat. Der Tokamak dagegen hat den Vorteil einer einfachen Geometrie und, dass die Erforschung diese Prinzips bereits zu Parametern geführt hat, die nahe an einem brennenden Fusionsplasma sind. Dementsprechend ist ITER ein Tokamak (Abb.5). Allerdings ist der Plasmastrom von mehreren Mega-Ampère Stärke die Ursache einer Gruppe von Instabilitäten – der oben genannten stromgetriebenen Instabilitäten –, die zum Abbruch des Plasmas und damit verbunden in Wechselwirkung mit dem Magnetfeld zum Auftreten hoher mechanischer Belastungen führen können. Außerdem wird der Tokamak gepulst betrieben, da der Plasmastrom wie in einem Transformator, dessen „Sekundärwicklung“ das Plasma ist, induktiv erzeugt wird. Die Pulslänge nimmt zwar mit der Größe und, wegen des sinkenden elektrischen Widerstands des Plasmas, mit steigender Temperatur deutlich zu, kann aber nur dann in ein stationäres Plasma überführt werden, wenn die Methoden weiterentwickelt werden, die ohne die Wirkung des Transformators einen Plasmastrom erzeugen.

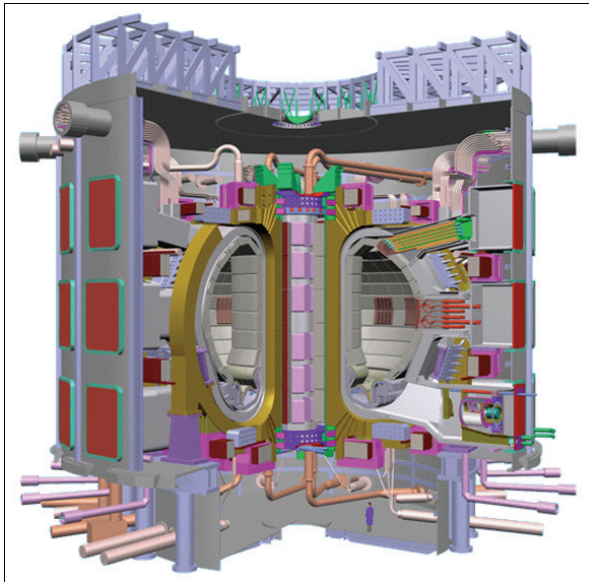


Abb.5: Tokamakexperiment ITER. Zum Größenvergleich ist unten rechts eine Person angedeutet. Zu erkennen sind das Plasmagefäß, die Magnetfeldspulen und verschiedene Versorgungsleitungen. Da die Spulen supraleitend sind, befinden sie sich in einem evakuierten Gefäß, dem Kryostaten, der die thermische Isolierung der 4 K kalten Spulen zur Umgebung sicherstellt.

Der Fortschritt der Fusionsforschung seit den 60er Jahren lässt sich an der Entwicklung des Tripel-Produkts ablesen (Abb.6). Im Schnitt hat sich das Tripelprodukt alle 1,8 Jahre verdoppelt. Die Punkte bezeichnen das Tripelprodukt, das in ausgewählten Experimenten erreicht wurde. Kurven konstanter Leistungsverstärkung (Q_{DT}) nehmen, aufgetragen gegen die Temperatur, die Form von Parabeln an. Die erfolgreichsten Experimente (Joint European Torus, JET, und der Japanische Tokamak JT-60U) haben bereits $Q_{DT} \approx 1$ erreicht.

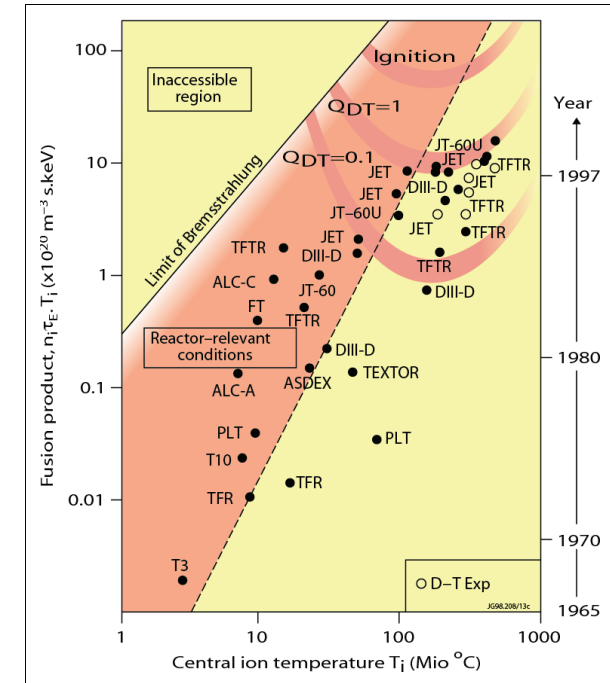


Abb. 6:

Die zeitliche Entwicklung des Tripel-Produkts – die Punkte bezeichnen die in ausgewählten Experimenten erreichten Werte – zeigt den Fortschritt der Fusionsforschung seit den 60er Jahren. Die erfolgreichsten Experimente (Joint European Torus, JET, und der Japanische Tokamak JT-60U) haben bereits $Q_{DT} \approx 1$ erreicht.

Was ist nun in den zurückliegenden Jahren erreicht worden, um die Bauentscheidung von ITER zu begründen? So erstaunlich es klingen mag, die Temperaturen von 100 Millionen Grad sind bereits um ein vielfaches übertroffen worden. Auch die notwendigen Dichten solcher Plasmen konnten schon erreicht werden. Diese Erfolge erbrachte bereits der Europäische Tokamak „Joint European Torus“ (JET) in Culham, England [3] – bisher das weltweit größte Fusionsexperiment, das im Rahmen des Europäischen Fusionsprogramms

betrieben wird [4] –, in dem 1997 kurzfristig 16 MW Fusionsleistung bzw. über fünf Sekunden bei niedrigerer Fusionsleistung 21 MJ Fusionsenergie erzeugt werden konnten. Allerdings mussten dem Plasma noch etwa 22 MW Heizleistung zugeführt werden, um die 16 MW Fusionsleistung zu erzeugen [5, 6]. Der entscheidende Schritt zu einer positiven Energiebilanz in ITER soll nun zusätzlich durch ein höheres Magnetfeld und ein größeres Plasmavolumen – d.h. ein günstigeres Verhältnis von Volumen zu Oberfläche – erreicht werden. Hier zeigt sich eine der Besonderheiten der Fusionsforschung. Während man das Funktionsprinzip der Energiegewinnung aus z.B. Kohle leicht im kleinen Maßstab nachweisen kann, benötigt man bei der Fusion dazu bereits Anlagen in der Größe kleinerer Kraftwerke; also wird ein Fusionskraftwerk auch etwa die Größe heutiger Grundlastkraftwerke haben. Insgesamt lässt sich feststellen, dass die physikalischen Grundlagen für die Demonstration eines stationär brennenden Fusionsplasmas auf der Basis eines Tokamaks geschaffen sind. Wesentliche Punkte sind im Folgenden noch etwas näher erläutert:

- Die Qualität des magnetischen Einschlusses, d.h. die thermische Isolation des Plasmas durch die Magnetfelder, ist inzwischen gut genug, um ein brennendes Fusionsplasma in einer Anlage der Größe von ITER erreichen zu können. Insbesondere die Entdeckung der H-Mode [7] hat eine Verbesserung der Einschlussgüte bzw. der Energieeinschlusszeit um einen Faktor zwei gebracht. Inzwischen ist auch das Verständnis des Plasmatransports, nicht zuletzt dank umfangreicher numerischer Berechnungen, deutlich fortgeschritten. In weiten Teilen des Plasmas wird demnach der Energieverlust senkrecht zum Magnetfeld turbulenten Prozessen zugeschrieben. Eine weitere Verbesserung der Einschlussgüte erfordert deshalb Mechanismen zur Unterdrückung dieser Turbulenz, was ansatzweise in Form so genannter „Interner Transportbarrieren“ auch schon gelungen ist [8].
- Für ein brennendes Fusionsplasma ist besonders wichtig, dass die Selbstheizung durch die Alphateilchen aus der Fusionsreaktion funktioniert. Diese hochenergetischen Ionen dürfen nicht aus dem Plasma verloren gehen, bevor sie ihre Energie an das Plasma abgegeben haben. Das Erreichen hoher Temperaturen alleine mit Hilfe externer Heizung zeigt noch nicht, dass auch Ionen, deren Energie weit oberhalb (für Alphateilchen 3.5 MeV) der thermischen Energie (~ 10 keV) liegt, im Plasma verbleiben. Die Mindestanforderung an die Bahnen dieser hochenergetischen Ionen (auch „Schnelle-Teilchen-Orbits“ genannt) ist, dass deren radiale Ausdehnungen unter dem Plasmaradius bleiben. Sowohl Berechnungen, z.B. Ref. [9], als auch Experimente [10] haben gezeigt, dass in großen Tokamaks wie JET, der Einschluss der hochenergetischen Ionen tatsächlich gewährleistet ist. In JET konnte durch die Verwendung des richtigen Brennstoffs Deuterium und Tritium sogar die direkte Heizung des Plasmas durch die Fusionsreaktion nachgewiesen werden [11].

- Neben der guten Wärmeisolierung muss auch eine hinreichende Stabilität, besonders bei hohen Plasmadrücken, sichergestellt werden. Üblicherweise kann der Plasmadruck einige Prozent des magnetischen Drucks erreichen, bevor es zur Entwicklung von Instabilitäten kommt, die zu erhöhten Plasmaverlusten oder sogar zum Erlöschen des Plasmas führen. Nebenbei sei hier erwähnt, dass das große Verhältnis von Magnetfeld- zu Plasmadruck bedeutet, dass die Energie des Magnetfeldes die des Plasmas bei weitem übertrifft. Um nun einen hinreichend hohen Plasmadruck zu erreichen, sind verschiedene Verfahren entwickelt worden. Instabilitäten werden dabei entweder von vornherein vermieden oder sie werden dadurch kontrolliert, dass man ihrer Entstehung durch gezieltes Heizen bzw. der Erzeugung von Strom entgegenwirkt (siehe z.B. Ref. [12]).

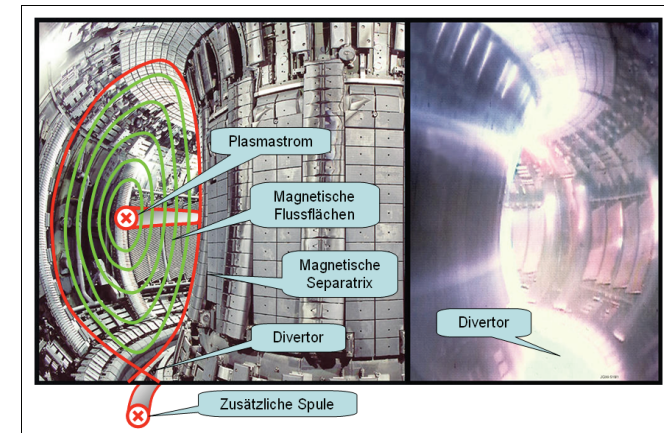


Abb.7: Prinzip des poloidalen Divertors: Die Linke Seite zeigt das Innere des Plasmagefäßes von JET. Rechts ist der entsprechende Ausschnitt mit Plasma zu sehen (im sichtbaren Bereich der Plasmaemission). Der zentrale heiße Teil des Plasmas strahlt wegen der hohen Temperaturen kein sichtbares Licht ab. Die hell leuchtenden Regionen am Plasmarand gehen hauptsächlich auf nicht ionisierten, neutralen Wasserstoff zurück. Die Wirkung des Divertors ist daran zu erkennen, dass dort das Plasma am kältesten (und am dichtesten) ist und damit am hellsten leuchtet.

- Die bisher diskutierten Punkte befassen sich alle mit der Frage, wie der Einschluss eines heißen Fusionsplasmas verbessert werden kann. Allerdings muss damit die Forderung vereinbar sein, die Alphateilchen – in dem Zusammenhang auch Heliumasche genannt – aus dem Plasma abzuführen, nachdem sie ihre Energie abgegeben haben. Hinzu kommen Verunreinigungen, die das Plasma von der Wand ablöst und die sich auch nicht im Plasma anhäufen dürfen. Zudem muss in einem stationär brennenden Fusionsplasma die gesamte Leistung, d.h. sowohl die von außen zugeführte als auch die von der Fusionsreaktion erzeugte, kontrolliert wieder abgeführt werden. Das führende Konzept, diese Energie und Teilchenabfuhr zu bewerkstelligen, ist der so

genannte poloidale Divertor (Abb.7). Mit Hilfe zusätzlicher Spulen wird damit eine magnetische Separatrix erzeugt, die dafür sorgt, dass die Teilchen am Plasmarand bevorzugt in den Divertor abgeführt werden und die Wechselwirkung des Plasmas mit der Wand außerhalb des Divertors verringert wird. Der zunächst größte Erfolg der Untersuchung des Divertorkonzepts war jedoch unerwartet: Nämlich die Entdeckung der H-Mode [13], die heute der Referenzbetriebsmodus für den Betrieb von ITER ist.

- Um die für die Fusion notwendigen Temperaturen zu erreichen, muss das Plasma zunächst von außen geheizt werden. Im Tokamak trägt auch der Plasmastrom zur Heizung bei, allerdings nur sehr ineffektiv, da der elektrische Widerstand eines Plasmas mit zunehmender Temperatur stark abnimmt. Mit dem Plasmastrom alleine käme man deshalb nicht in den Bereich eines brennenden Fusionsplasmas. Die für ein Fusionsplasma heute zur Verfügung stehenden Heizmethoden sind elektromagnetische Wellen und die Injektion neutraler Wasserstoffatome, deren Energie deutlich oberhalb der thermischen Energie des Plasmas liegt. Die Verwendung elektromagnetischer Wellen beruht auf der resonanten Kopplung an die Kreisbewegung der Ionen oder Elektronen um das Magnetfeld. Die Frequenz liegt entsprechend der charakteristischen Rotationsfrequenz für die Ionen im Radiowellen- und für die Elektronen im Mikrowellenbereich.
- Diese Heizmethoden sind mehr oder weniger auch dafür geeignet, elektrische Ströme im Plasma zu erzeugen, die dann den induktiven Plasmastrom eines Tokamaks zumindest teilweise ersetzen können. Damit ist es bereits gelungen, Tokamakentladungen über mehrere Minuten lang aufrechtzuerhalten [14]. Allerdings ist das vollständige Ersetzen des induktiven Stromanteils bisher nur bei reduziertem Plasmastrom und niedrigerer Plasmadichte gelungen, was an der begrenzten Effizienz liegt, mit der elektrischer Strom von außen getrieben werden kann. Mit Unterstützung dieses Stromtriebs wird für ITER bei geringerer Leistungsverstärkung – für das Ersetzen induktiver Stromanteile wird zusätzliche Leistung benötigt – eine Pulsdauer von bis zu 30 Minuten erwartet.
- Entscheidend für die Verfügbarkeit eines zukünftigen Fusionskraftwerks wird die Haltbarkeit der Wandmaterialien im Reaktorgefäß und deren Vereinbarkeit mit dem Fusionsplasma sein [15]. Zum einen muss die Wand hinreichend lange den Energie- und Leistungsflüssen aus dem Plasma standhalten und zum anderen dürfen von der Wand losgelöste Materialien, wenn sie in das Plasma gelangen, nicht zu hohen Strahlungsverlusten oder zu einer zu starken Verdünnung des Brennstoffs Deuterium und Tritium führen. In bisherigen Fusionsexperimenten wurde dazu hauptsächlich Kohlenstoff verwendet. Die Vorteile von Kohlenstoff sind eine sehr hohe Sublimationstemperatur (er schmilzt nicht) und geringe Strahlungsverluste im Plasma, was

daran liegt, dass Kohlenstoff bei fusionsrelevanten Temperaturen vollständig ionisiert ist. Kohlenstoff hat jedoch den entscheidenden Nachteil, dass er durch die Bildung von Kohlenwasserstoffen durch den Wasserstoff aus dem Plasma stark erodiert und dann zusammen mit Tritium in entlegenen Teilen wieder deponiert wird, was zu einer unerwünschten Anreicherung von Tritium innerhalb des Plasmagefäßes führen kann. Deshalb wird in ITER Kohlenstoff nur an den höchstbelasteten Stellen im Divertor verwendet (Abb.8), während Wandelemente mit niedriger Belastung aus Beryllium bestehen. Die übrigen hochbelasteten Teile des Gefäßes sind mit Wolfram ausgekleidet. Wolfram hat zwar den Nachteil, dass bereits geringe Mengen im Plasma zu hohen Strahlungsverlusten führen, dass aber die Plasmateilchen im Vergleich zu anderen Metallen eine hohe Energie besitzen müssen, um überhaupt Wolfram aus der Wand lösen zu können. Um bereits vor dem Betrieb von ITER Erfahrung insbesondere mit Beryllium und Wolfram sammeln zu können, wird die JET Wand, die bisher hauptsächlich aus Kohlenstoff bestand, auf diese Materialien umgebaut (Abb.8). In Ergänzung dazu ist in ASDEX Upgrade, dem Tokamakexperiment am Max-Planck-Institut für Plasmaphysik in Garching bei München, eine vollständige Auskleidung mit Wolfram bald erreicht (Abb.8). Hier soll untersucht werden, ob eine nur aus Wolfram bestehende Wand möglich oder sogar geeigneter ist.

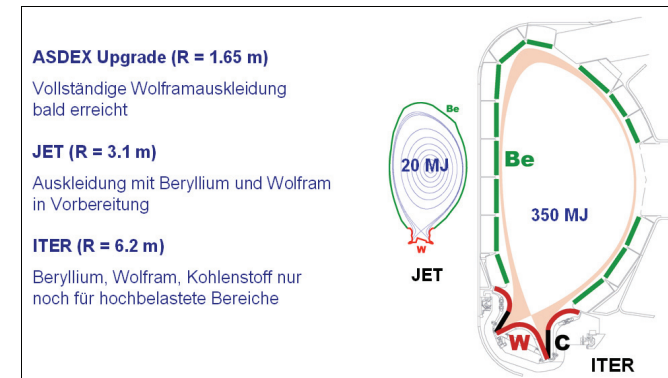


Abb.8:

Die vorgesehene Auskleidung von ITER mit einer Wand aus Beryllium (Be), Kohlenstoff (C) und Wolfram (W). Um bereits vor dem Betrieb von ITER Erfahrung mit Beryllium und Wolfram sammeln zu können, wird die JET Wand (bisher hauptsächlich Kohlenstoff) auf diese Materialien umgebaut, während in ASDEX Upgrade eine vollständige Auskleidung mit Wolfram erfolgt.

- Die genannten Erfolge in der Fusionsforschung wären ohne die gleichzeitige Entwicklung einer Vielzahl von Messverfahren, die eine genaue Erfassung der verschiedenen Plasmamaparameter erst ermöglichen, gar nicht erreicht worden. Die Komplexität eines Fusionsplasmas spiegelt sich dabei in der Vielzahl verwendeter Messmethoden wider. Diese reichen von magnetischen bzw. elektrischen Sonden am Plasmarand oder

außerhalb des Plasmas, über die Messungen der elektromagnetischen Emission des Plasmas, die Streuung elektromagnetischer Wellen am Plasma, die Bestimmung des Brechungsindex des Plasmas, bis hin zur Analyse von Ionenprozessen, wie Kernreaktionen oder die Wechselwirkung der Plasmaionen mit Atom- oder Ionenstrahlen.

Das ITER Design ist weitestgehend fertig gestellt. Begleitet wurden die ITER-Designarbeiten von Materialtests und Prototypenentwicklung wichtiger Maschinenkomponenten. Die Heiz- und Meßsysteme erfordern noch einige Entwicklungs- und Designarbeiten, die parallel zum Bau der ITER-Basismaschine stattfinden sollen. Die bisherige Planung sieht einen ersten Plasmabetrieb im Jahr 2016 vor.

Wesentliche Aufgabe von ITER wird die Erforschung der Grundlagen für den Bau eines ersten Fusions-Demonstrationskraftwerks sein. Dazu gehören sowohl die Beherrschung des brennenden Fusionsplasmas – in ITER wird erstmalig die Selbstheizung des Plasmas dominieren –, als auch die Entwicklung der technischen Komponenten eines Fusionsreaktors, wie das Erbrüten von Tritium aus Lithium.

Neben der Verwirklichung von ITER arbeiten die Fusionslabors weltweit auch an der Weiterentwicklung des theoretischen Verständnisses von Fusionsplasmen und der Erprobung neuer Konzepte zur weiteren Verbesserung des magnetischen Einschlusses. Ziel ist zum einen, möglichst genaue Vorhersagen für die Entwicklung eines zukünftigen Fusionskraftwerks treffen zu können, und zum anderen eine hohe Verfügbarkeit sicherzustellen, die entscheidend für den ökonomischen Einsatz dieser neuen Primärenergiequelle sein wird.

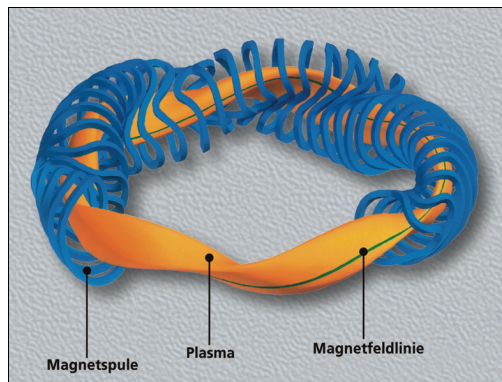


Abb.9: Spulenordnung des Stellarators Wendelstein 7-X.

Angedeutet ist auch die Plasmaoberfläche und beispielhaft der Verlauf einer Magnetfeldlinie.

Ein wichtiger Teil dieser Strategie ist der Bau des Stellarators Wendelstein 7-X (Abb.9 und 10) in Greifswald, der die Tauglichkeit des Stellaratorsprinzips für einen Fusionsreaktor

zeigen soll. Im Gegensatz zum Tokamakprinzip, auf dem ITER beruht, werden die Magnetfelder des Stellarators nur durch externe Spulen ohne inneren Plasmastrom bereitgestellt, was entscheidende Vorteile für den Dauertrieb mit sich bringt. Der Nachteil hierbei ist allerdings eine deutlich kompliziertere Magnetfeld- bzw. Spulenordnung, die es bisher nicht erlaubt hatte, eine solche Anlage in der erforderlichen Größe zu bauen. Die wesentlichen Gesichtspunkte für die Reaktortauglichkeit sind das Erreichen eines stabilen Plasmagleichgewichts auch bei höheren Plasmadrücken, die Kontrolle der Plasmadichte und der Verunreinigungen mit einem Divertor und die Fähigkeit, hochenergetische Ionen, wie sie in der Fusionsreaktion entstehen, mit dieser Magnetfeldkonfiguration einzuschließen.



Abb.10: Die Montage einer Stellaratorspule an Wendelstein 7-X zeigt die Größe des Experiments.

Ein weiterer Aspekt ist die Entwicklung neuer Materialien und Wandkomponenten und die Frage, wie diese Wandkomponenten dem Plasma standhalten können und wie die Wandmaterialien mit auf das Plasma rückwirken. Dazu gehört auch die Optimierung der Randschicht des Plasmas, die den heißen Kern, in dem die Fusionsreaktionen stattfinden, von der zu schützenden Wand trennt. Im Forschungszentrum Jülich wird am Fusionsexperiment TEXTOR dazu ein neuartiges Konzept erprobt, der so genannte Dynamische Ergodische Divertor. Mit zusätzlichen Magnetspulen wird die für die Wärmeisolation des heißen Fusionsplasmas notwendige Magnetfeldanordnung im Randbereich des Plasmas derart gestört, dass sich dort Bereiche bilden – man spricht hier von der Ergodisierung des Magnetfeldes –, die es erlauben, die Wärmeisolation und die Verteilung der Wärme auf die Wand gezielt einzustellen [16]. Mit Hilfe der Magnetfeldergodisierung ist es inzwischen am US-amerikanischen Tokamak DIII-D auch gelungen, Instabilitäten am Plasmarand, die zu pulsartigen Wärmebelastungen der Wand führen, unter Kontrolle zu bringen [17].

Übertragen auf ITER oder ein Fusionskraftwerk könnte diese Methode zur Vermeidung einer übermäßigen Belastung der Wand der Brennkammer eingesetzt werden. Dies ist nur eines von einer Vielzahl von Beispielen, das zeigt, wie kleinere Experimente neben ITER zur Weiterentwicklung der Fusion beitragen.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Voraussetzungen zur Demonstration eines brennenden Fusionsplasmas inzwischen erbracht sind. In einem weltweit abgestimmten Programm werden in den kommenden Jahren die technischen und physikalischen Grundlagen geschaffen, ein erstes Energie lieferndes Demonstrationskraftwerk zu bauen. Neben dem Bau von ITER sind dazu eine Reihe demgegenüber kleinere, begleitende Experimente vorgesehen, unterstützt durch verstärkte Anstrengungen beim theoretischen Verständnis heißer Fusionsplasmen und ihrer Wechselwirkung mit den sie umgebenden Wandmaterialien.

Literatur:

- [1] D. Campbell, *The physics of the International Thermonuclear Experimental Reactor FEAT*, Phys. Plasmas **8** (2001) 2041
- [2] Final Report of the European Fusion Power Plant Conceptual Study, EFDA(05)-27/4.10 (2005)
- [3] www.jet.efda.org
- [4] www.efda.org
- [5] A. Gibson et al., *Deuterium–tritium plasmas in the Joint European Torus (JET): Behavior and implications*, Phys. Plasmas **5** (1998) 1839
- [6] M. Keilhacker et al., *High fusion performance from deuterium-tritium plasmas in JET*, Nuclear Fusion **39** (1999) 209
- [7] F. Wagner et al., *Regime of improved confinement and high beta in neutral-beam-heated discharges of the ASDEX tokamak*, Phys. Rev. Lett. **49** (1982) 1408
- [8] R. C. Wolf, *Internal transport barriers in tokamak plasmas*, Plasma Phys. Control. Fusion **45** (2003) R1
- [9] Tobita et al., *Loss of fast tritons in JT-60U reversed magnetic shear discharges*, Nucl. Fusion **37** (1997) 1583
- [10] Mantsinen et al., Phys. Rev. Lett. **88** (2002) 105002
- [11] P. Thomas et al., *Observation of Alpha Heating in JET DT Plasmas*, Phys. Rev. Lett. **80** (1998) 5548
- [12] H. Zohm et al., *Neoclassical tearing modes and their stabilization by electron cyclotron current drive in ASDEX Upgrade*, Phys. Plasmas **8** (2001) 2009
- [13] F. Wagner et al., *Regime of improved confinement and high beta in neutral-beam-heated discharges of the ASDEX tokamak*, Phys. Rev. Lett. **49** (1982) 1408
- [14] J. Jacquinet et al., *Recent developments in steady-state physics and technology of tokamaks in Cadarache*, Plasma Phys. Control. Fusion **43** (2003) 1583
- [15] U. Samm, *Plasma-Wand-Wechselwirkung*, Internationale Zeitschrift für Kernenergie, Jahrgang L/7 (2005), Heft 8/9
- [16] M. Jakubowski et al., *Change of the magnetic-field topology by an ergodic divertor and the effect on the plasma structure and transport*, Phys. Rev. Lett. **96** (2006) 035004
- [17] T. Evans et al., *Edge stability and transport control with resonant magnetic perturbations in collisionless tokamak plasmas*, Nature Physics (2006)

NEW DEVELOPMENTS IN LASER DRIVEN INERTIAL CONFINEMENT FUSION

Heinrich Hora^a and George H. Miley^b

^aDepartment of Theoretical Physics, University New South Wales, Sydney 2052, Australia

^bFusion Studies Laboratory, University of Illinois, Urbana, IL, USA

Abstract

Since the discovery of the laser in 1960 hopes were based on using its very high energy concentration within very short pulses of time and very small volumes for energy generation from nuclear fusion as “inertial fusion energy” (IFE), parallel to the efforts to produce energy from “magnetic confinement fusion” (MCF), by burning deuterium-tritium (DT) in high temperature plasmas to helium. Over the years the fusion gain was increased by a number of magnitudes and has reached nearly break-even after numerous difficulties in physics and technology had been solved. After briefly summarizing laser driven IFE, we report how the recently developed lasers with pulses of petawatt power and picosecond duration may open new alternatives for IFE with the goal to possibly ignite solid or low compressed DT fuel thereby creating a simplified reactor scheme.

1. Introduction

Since the *controlled* generation of clean, safe, virtually inexhaustive, and everywhere accessible fusion energy at sufficiently low cost in power stations using nuclear fusion reactions is an extremely important goal to overcome the problems inherent in the present energy sources, an enormous budget has been and will further be spent into research to solve this problem. A summary of this work can be found in a special issue of the IAEA based journal “Nuclear Fusion” [1] which shows how many of the new physics problems have been solved and break-even has almost been reached.

The main effort has been devoted to the reaction of DT at temperatures between 10 and 100 Million degrees centigrade where the reacting fuel, a high temperature plasma, has to be confined by magnetic fields (MCF). A review of the forthcoming ITER project and the complementary stellarator program is given in this volume by G. Janeschitz [2] and R. Wolf [3]. So far, the highest fusion gain has been achieved in JET (Joint European Torus) [4] where a magnetically confined plasma torus (D:T ratio of 40:60), heated by 21 MW of neutral beam and 3 MW of electromagnetic wave power, has, for 2 seconds, produced 16 MW of fusion power representing a fusion gain of 66%.

The extensive work on IFE and its success, with fusion gains not far below break-even [1], is traditionally based on lasers with pulses in the ns range and, for the last few years, on the new direction of fast igniters with ps laser pulses as reviewed in the following section 2. These broad stream IFE developments are modified by a few new experiments which arrived at results significantly different from the broad stream observations. These anomalous results were reported by Sauerbrey [5], by Jie Zhang et al. [6], and by Badziak et al. [7] and could be understood only by realizing ([8], see p. 14 of Ref. [9]) that these authors used laser pulses of very high quality with suppression of pre-pulses. The

main motivation for this explanation was guided by the knowledge of earlier computations shown in the following Fig. 1 (from [10]). A consequence is that a modification of the fast ignition is possible, which may lead to a very simplified and therefore lower cost fusion reactor using plasma blocks with extremely high ion beam current densities. More details of these new aspects are described in section 3.

2. Fusion Energy by Lasers

It was underlined at the time of the discovery of the laser, that irradiation ignition for fusion reactions may be considered using laser radiation (see p.85 of Ref. [9]). This is based on the fact that Planck radiation of 1 keV temperature has an emission of 10^{17} W/cm², an intensity which is well available from lasers. In the following we describe how some developments to these aims went along three different lines which finally merged in schemes with mutual support.

2.1 Volume Ignition

These studies started with the laser fusion computations using the adiabatic self-similarity model ([11], see Sect. 5 of Ref. [10]) as it was used initially in the computations by Basov and Krokhin, Dawson, Engelhard, and Hora. If an energy E_0 is uniformly deposited into a volume V_0 (with radius R_0) of DT of maximum density n_0 related to the solid state density n_s , with a break-even energy E_{BE} , at an initial zero expansion velocity and an *optimum temperature of 17 keV*, the subsequent adiabatic expansion results in a fusion gain G (DT fusion energy per E_0 , with a break-even energy E_{BE} of 6 MJ)

$$G = (E_0/E_{EB})^{1/3} (n_0/n_s)^{2/3} \quad (1)$$

$$= \text{const } n_0 R_0 \quad (2)$$

Formula (1) is based on computations of 1964, published by Hora and Pfirsch in 1970 [12], and the algebraically identical formula (2) by Kidder in 1974 [13]. When in these computations the alpha self-heat, the x-ray re-absorption and the fuel depletion were included, the volume ignition was discovered [14] resulting in very high gains up to 2000 and low ignition temperatures down to keV and less at compressions to higher than 1000 times the solid state density [10, 15]. This volume ignition was later confirmed by Kirkpatrick and John Wheeler, by Lackner, Colgate et al. and by others, see [15]. The most detailed computations by Xiantu He et al. and Martinez-Val et al. (see [15]) included reheat by neutrons and followed the thermal non-equilibrium between electrons, ions and the Planck-radiation during the very short times of the ignition process such that the very high fusion gains were confirmed.

Initial experiments (see Fig. 1.4 of [10]) clearly showed that at laser interaction with irradiated solid spheres most of the laser energy uniformly went into a spherical core fully following the self-similarity expansion (a part of the laser energy went into a nonlinear (ponderomotive) force driven fast plasma ablation). It is remarkable that the later measured highest DT neutron generation at direct laser drive exactly followed the self-similarity model [15]. Any shock generation had to be avoided (stagnation free Yamanaka compression) in contrast to the shock waves at the fast pusher with much lower gains. The highest gain fusion reactions followed volume burn on the way to volume ignition where the

physics is “robust” based on the ideal adiabatic dynamics as it was underlined by Lackner, Colgate et al., see [15].

2.2 Radiation Ignition and Spark Ignition

The motivation for this line came from two arguments. First it was the enthusiasm that the laser irradiation may arrive at similar conditions of radiation ignition in solid or moderately compressed DT fuel as envisaged from the beginning by John Nuckolls [16] based on the radiation ignition or propagating thermonuclear burn in uncontrolled reactions. The second argument was that the gains of Eq. (1) were terribly low before the very high gains for volume ignition were discovered [14]. The ingenious approach to solve both questions was the introduction of the spark ignition scheme not long after 1960 (see Lindl, p. 121 of Ref. [9]).

The question of directly igniting solid DT by a laser pulse was answered negatively [17] when computations indicated that the fusion flame needs to have an energy flux density of

$$F > F^* = 10^8 \text{ J/cm}^2 \quad (3)$$

or an irradiation corresponding to an ion current density

$$j > j^* = 10^{10} \text{ Amp/cm}^2 \quad (4)$$

The condition for beam fusion (4) was by more than five orders of magnitude out of possibilities for ion beams. For achieving condition (3), Nuckolls proposed the spark or central core ignition where the laser radiation (or after conversion into x-rays as “indirect drive” (see Lindl, p. 121 of Ref. [9])) compressed the DT in a very sophisticated way. Isobaric compression should result in a very hot but low density central core whose fusion reaction was then to ignite a very high gain fusion detonation wave into the surrounding low temperature high density mantle (see Fig. 6 of Ref. [15]). The reaction in the core was shown [15] to be an ideal volume ignition and the energy flux density for driving the fusion detonation wave was in the range of $F = 7 \times 10^8 \text{ J/cm}^2$, fulfilling condition (3). The detailed computation based on otherwise known realistic conditions arrived at generation of 1000 MJ fusion energy produced by a laser pulse of 10 MJ (see Storm et al. in Ref. [15]). The problem remains how to achieve such exclusive temperature and density profiles as indicated in Fig. 6 of Ref. [15] and how to achieve the necessary orbital symmetry. The study of this spark ignition by indirect drive laser fusion is the aim of the big laser NIF at the Lawrence Livermore National Laboratory.

It should be mentioned that parallel to this spark ignition scheme, a pure volume ignition scheme (Section 2.1) leads up to 200 times higher fusion energy per input laser energy by using few MJ ns laser pulses with volume compression to a few thousand times the solid state density and ignition temperatures of 1 keV or even less [18]. This may be considered at least as a very conservative solution for laser driven IFE with the technical task to reduce the size and costs of lasers by many orders of magnitudes. This solution may be possible by physics similar to the reduction of the size of transistors.

2.3 Fast Ignition

When spherical laser irradiation did compress polyethylene-like polymers to 2000 times the solid state density [19], only a temperature of about 300 eV was measured. In order to reach fusion conditions it was considered [20] to deposit an additional laser pulse of PW power and ps duration at the centre of the compressed plasma. These pulses were just becoming available by chirped pulse amplification (CPA) or the Schäfer technique (see [5]). However when performing the first experiments with these pulses, all kinds of relativistic effects were measured: generation of 100 MeV electrons, GeV ions, 20 MeV gammas, exotic nuclear reactions, pair production etc. This was against the initial aim to deposit the pulse energy at the centre of the 1000 times solid pre-compressed plasma for spark ignition.

Modifications of the fast igniter line were developed [1] of which we mention the laser generation of 5 MeV intense *proton* beams [21] for depositing energy into the centre of pre-compressed DT fuel for spark ignition.

Another modification by Nuckolls and Wood [22] opens the possibility of the initial aim to *ignite nearly uncompressed* solid DT fuel. Based on the before mentioned PW-ps laser pulses in 1000 times pre-compressed plasma, Nuckolls et al. [22] expected that 5 MeV electron beams can be generated with such an intensity that the before mentioned 100 MJ fusion energy may be produced by a 10 kJ laser pulses (see p. 13 of Ref. [9]). The requirement to produce these fusion gains above 10,000 in a fully *controlled* way is then fulfilled by using “a large mass of low density DT compressed fuel”. The advantage to use the pre-compression to only 10 times the solid state DT fuel is explained (see section 2, paragraph 5, of Ref. [22]) and also how even lower pre-compression is of an advantage. The use of uncompressed solid state fuel was elaborated in the same sense [22] by using *ion beams instead of electrons* based on a new scheme where a laser driven plasma block (or piston) ignites the fusion flame. This scheme is described in the next section.

3. Laser Driven Ion Beams for Controlled Ignition of Solid DT

With TW-ps laser pulses a very anomalous new phenomenon was measured, in contrast to the broad stream of observations. This new phenomenon is based on the few interaction measurements [5-7] *which avoid relativistic self-focusing*, in contrast to the usual experiments where self-focusing results in all kinds of relativistic effects, see above.

The essential condition is to use laser pulses with extreme suppression of pre-pulses, needing a contrast ratio of 10^8 or better. The measured [5-7] and theoretically understood and numerically reproduced [8,23] nonlinear force driven plasma blocks with space charge neutralized ion current densities surprisingly reached $10^{11} \text{ Amps/cm}^2$ fulfilling condition (4) for igniting nearly uncompressed solid DT similar to the Nuckolls-Wood scheme [22] with electron beams.

3.1 Unique Interaction Without Relativistic Self-Focusing

We summarize the essential aspects of these new phenomena. The key question is whether there are conditions under which the interaction of a focussed laser beam at the surface of a solid target in vacuum follows the conditions of a *plane wave interaction* described in one dimension, or whether the laser beam – as in most of the usual cases – produces a pre-generated plasma in front of the target, performing relativistic self-focusing and undergoing a shrinking of the laser beam to diameters of a wavelength with subsequent enormous intensities resulting in the relativistic effects. The plane wave interaction was studied by hydrodynamic computations including nearly all realistic and general plasma properties (see Chap. 10.3 of Ref. [10]) of which one of the numerous cases is shown in Fig. 1.

Within about a ps interaction of a 10^{18} W/cm² neodymium glass laser pulse on a deuterium target with an initially very low reflection (bi-Rayleigh) density profile, the nonlinear (ponderomotive) force is generating blocks of plasma of about 15 vacuum wave lengths thickness moving with velocities exceeding 10^9 cm/s against the laser light and a similar block moving into the target interior.

It was many years later only that these plane geometry conditions were available in experiments, showing such velocities gained by irradiation of similar excimer laser intensities at less than a ps duration, as measured by Sauerbrey [5]. The resulting accelerations of 10^{20} cm/s² were in full agreement with the expectation from the nonlinear force interaction. Another key experiment was that by Zhang et al. [6] where 100 fs TW laser pulses of about 30 wave lengths diameter hit a target and the x-ray emission was measured. The laser pulses produced very much lower x-rays than usually known from other experiments with the same intensities.

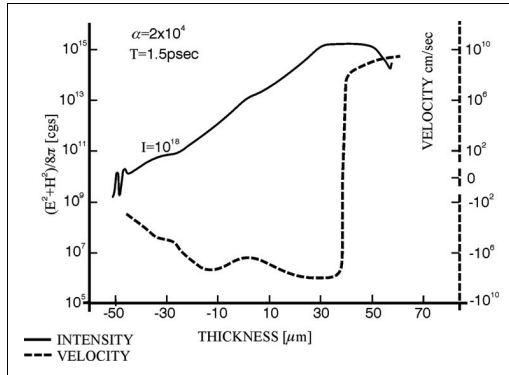


Fig. 1: Generation of blocks of deuterium plasma moving against the neodymium glass laser light (positive velocities v to the right) and moving into the plasma interior (negative velocities) at irradiation by a neodymium glass laser of 10^{18} W/cm² intensity onto an initially 100 eV hot and 100 mm thick bi-Rayleigh profile (Fig. 10.17 of [10]) with minimum internal reflection. The electromagnetic energy density $(E^2+H^2)/(8\pi)$ is shown at the same time of 1.5 ps after start of the constant irradiation.

The uniqueness of this experiment was recognized and checked by the procedure, that additionally a lower intensity similar pulse was irradiated on the target at varying times between 10 to 100ps *before*

the main pulse. At short time pre-irradiation, no change of the low x-ray emission was seen, but as soon as the pre-pulse time reached 70 ps and more, suddenly the very high x-ray emission appeared as known from all the usual main stream experiments. The later given explanation [8] was evident: it was thanks to the *clean* laser pulse technique [6] where the contrast ratio (ratio of suppression of any pre-pulse) for the main pulse was 10^8 . When the 70 ps pre-pulse was incident, a plasma plume was generated of a depth about two times the focus diameter. This was sufficient for the main pulse to shrink to about one wave length diameter by relativistic self-focusing (see Sect. 10.2 and 10.6 of Ref. [10]) so that the very high x-ray intensities resulted as in the usual cases, Fig. 2.

The skin layer acceleration (SLA) of the plasma block (Fig. 2b) was just what Sauerbrey [5] observed earlier confirming in retrospect that his 350 fs TW laser pulses were sufficiently clean. The pulses were produced by the Schäfer-method amplifying the 350 fs dye-laser-pulses through an activated KrF laser medium not needing gratings or pulse compression as with Mourou's chirped pulse amplification (CPA). Sauerbrey [5] measured (by Doppler effect) an acceleration A in a carbon plasma front moving against the laser being produced by a 350 fs TW KrF laser pulse at 3.5×10^{17} W/cm² of

$$A_{\text{exp}} = 10^{20} \text{ cm/s}^2 \quad (4a)$$

This corresponds to an electric field $E^2 = 2.9 \times 10^{15}$ erg/cm³ and a density n_m of the accelerated plasma layer of 5.4×10^{-3} g/cm³ at the critical density $n_c = 1.6 \times 10^{21}$ cm⁻³ for C⁺⁶ ions. The nonlinear force for the simplified plane geometry [10] is

$$f_{\text{NL}} = -(\partial/\partial x)(E^2 + H^2)/(8\pi) = n_i m_i A = -(1/16\pi)(w_p/w)^2 (d/dx) E^2 \quad (4b)$$

Assuming for simplification $dx = D_x = 10 \mu\text{m}$ and a swelling $S = 2$ (the experiments of Badziak et al. [7, 23] for ps pulses resulted in $S = 3.5$) we find the theoretical value

$$A_{\text{NL}} = 1.06 \times 10^{20} \text{ cm/s}^2 \quad (4c).$$

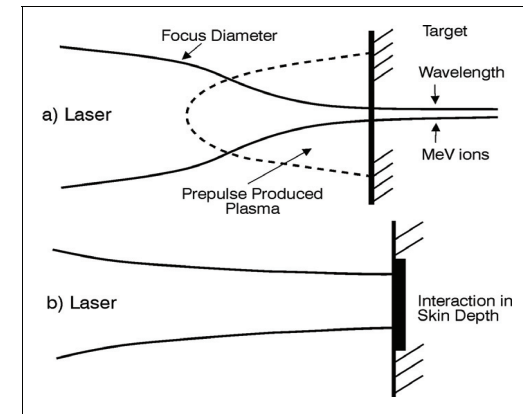


Fig. 2: Laser interaction with a target, (a) if the laser pulse produced a plasma plume in front of the target by a prepulse causing shrinking of the beam to less than one wave length diameter due to relativistic self focusing (Sect. 12.2 and 12.6 of Ref. [10]), and (b) avoiding the pre-pulse for plane geometry interaction within the skin layer [8].

Both experiments [5, 6] were a clear confirmation of the plane wave plasma interaction, in agreement with the plane wave interaction theory and computation, Fig. 1, and under exclusion of self-focusing. The anomaly was fully realized by the experiments by Badziak et al [7] from ion emission with high contrast ratio ps-TW laser pulses. This mutually confirmed the high contrast ratio of the excimer laser pulses [5] as well as the very clean techniques of the other experiments [6]. Irradiation of TW-ps neodymium glass laser pulses [7] on copper targets should have led to Cu^{+13} ions of 22 MeV energy due to relativistic self-focusing, but only 0.5 MeV ions were detected. Furthermore it was strange that the *number of the fast ions did not change* at all when the laser intensity was varied by a factor 30 (Fig. 5 of Ref. [7]).

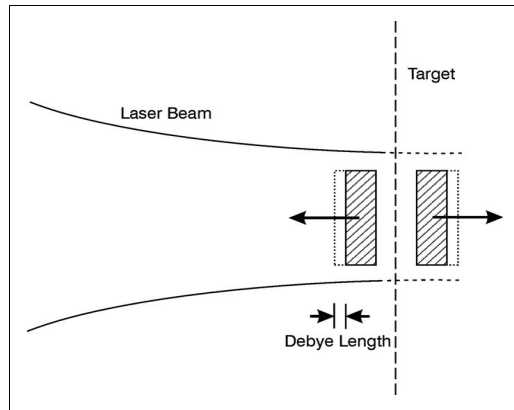


Fig. 3: Scheme of skin depth laser interaction where the non-linear force accelerates a plasma block against the laser light and another block towards the target interior. In front of the blocks are electron clouds of the thickness of an effective Debye length of less than 500 nm [8].

The energy of the fast ions was fully linear with the laser intensity as expected from a nonlinear force acceleration. The measured x-ray emission leading to a quiver energy swelled dielectrically by a factor three fully satisfactorily [8] agreed with the measured ion energies from a plane wave interaction which happened within the skin depth. The volume of the skin layer was not intensity dependent. This confirmed the observation of the intensity independence of the number of fast ions. These experiments were repeated with gold targets confirming all the details of the skin layer mechanism [23] including the generation of the plasma block, Fig. 3, moving into the target as experimentally confirmed from thin irradiated films and confirming an ion current density in the blocks above

$$j > 10^{10} \text{ A/cm}^2. \quad (5)$$

The measurements confirmed also [23] that the ps-TW interaction resulted only in one narrow ion beam accelerated against the laser light as expected from the nonlinear force acceleration while the use of longer laser pulses as usually resulted in several groups of ions moving into a wide angle against the laser light.

Now we report some details including recent numerical results for deuterium plasmas. The computations are based on the fact that before the ps main pulse, a less than 50 ps earlier acting laser pre-pulse produces a pre-plasma layer of thickness L_{pre} at least several times smaller than the laser focal spot diameter d_f . The main laser pulse interacts most intensively with the plasma in the skin layer near the surface of the critical electron density $n_{\text{ec}} = m_e \omega^2 / 4\pi e^2$ (ω is the laser frequency) and the geometry of the interaction is almost planar ($L_{\text{pre}} \ll d_f$). The high plasma density gradient in the interaction region produces non-linear ponderomotive forces acting – at the laser beam incidence perpendicular to the target surface – nearly parallel to the target normal. The force density f_{NL} can be expressed as the one-dimensional negative gradient of the electromagnetic energy density of the laser field given by its (dielectric modified) electric and magnetic vectors \mathbf{E} and \mathbf{H} [10]:

$$f_{\text{NL}} = -(\partial / \partial x) (\mathbf{E}^2 + \mathbf{H}^2) / 8\pi. \quad (6)$$

The gradients of the energy density near the critical surface result in two opposite non-linear forces which break the plasma and drive two thin (\sim few λ) plasma blocks towards the vacuum and towards the plasma interior, Fig. 3, respectively (λ is the laser wavelength). The density of the plasma blocks is high (the ion density $n_i \approx n_{\text{ec}}/z$, where z is the ion charge state) but the electron temperature is fairly moderate at sub-relativistic laser intensities. Thus the Debye length, λ_D , is small ($\lambda_D \ll \lambda$) inside the block and ions – being closely attached to electrons – move together with the electron cloud driven directly by the ponderomotive force. Since $n_i \sim 10^{21} - 10^{22} \text{ cm}^{-3}$ at $\lambda \sim 0.3 - 1 \mu\text{m}$, even at moderate ion velocities $v_i \sim 10^7 - 10^8 \text{ cm/s}$, the ion current densities can be very high ($\sim 10^9 - 10^{10} \text{ A/cm}^2$ or higher).

The computations used the genuine two-fluid model [10] and were performed for a 20- μm hydrogen, inhomogeneous plasma layer of initial density increasing in the direction of the laser beam propagation. Both the linear plasma density profile and the profile described by the function $n_e(x) = 2x n_{\text{ec}} \{1 + \exp[(x - x_c) / 0.5 L_n]\}^{-1}$ were considered as initial values. For both profiles the boundary plasma densities were chosen in such a way that the critical plasma density n_{ec} was placed near the middle of the layer. The initial inhomogeneity of the plasma was characterised by the (relative) plasma density gradient scale length, L_n / λ , where $L_n = n_{\text{ec}} (\partial n_e / \partial x)^{-1}$. The initial temperatures of both electrons and ions were assumed to be of 30 eV. Most of the calculations were carried out for laser pulses of a Gaussian shape and for a laser wave length $\lambda = 1.05 \mu\text{m}$. Our numerical studies were focused on the influence of the initial plasma inhomogeneity and the laser pulse parameters (intensity, duration) on the plasma characteristics and, particularly, on the current densities and velocities of ion fluxes produced by the laser-plasma interaction.

The following results are for the non-linear initial plasma density profile (the results for the linear profile were qualitatively similar). Fig. 4 represents spatial distributions of the ion velocity, the ion current density, the ion density and the electron temperature of plasma for the three time intervals after the beginning of the laser-plasma interaction. We see the generation of the under dense plasma block moving against the laser (negative velocities and current densities) and the over dense plasma block behind the critical surface moving in forward laser direction (positive velocities and current densities) in accordance with the simple physical picture. The plasma density profile is significantly disturbed near the critical surface and the electron temperature is the highest there.

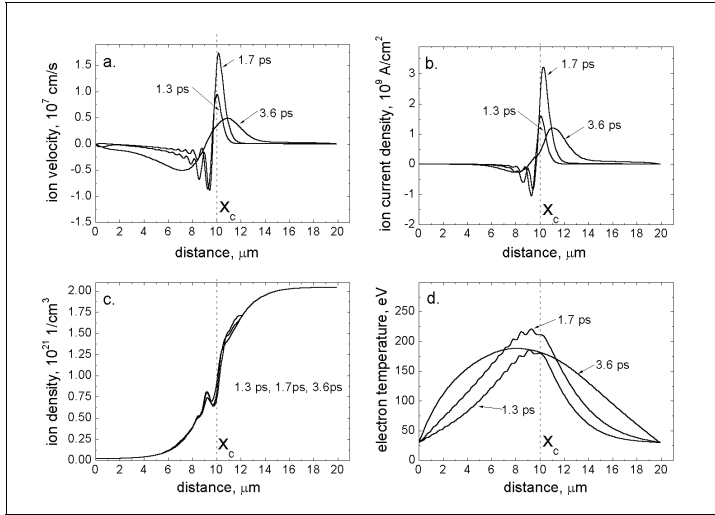


Fig. 4: Spatial distributions of the ion velocity (a), the ion current density (b), the ion density (c) and the electron temperature (d) of plasma for various times measured from the beginning of the laser-plasma interaction. $\tau_L = 1$ ps, $I_L = 10^{16}$ W/cm², $L_n/\lambda = 2.5$ [23].

The effect of the plasma density gradient scale length on the maximum ion current densities and the maximum ion velocities of backward- and forward-emitted ion fluxes can be seen in Fig. 5. For both fluxes there exist optimum values of L_n/λ but they are located in essentially different regions of L_n/λ : the highest current densities and velocities for the backward flux are attained at the small density gradients and for the forward flux – at the high density gradients.

The influence of laser pulse duration, τ_L , on characteristics of ion fluxes is illustrated in Fig. 6. For the forward-emitted ions, the maximum ion velocity and the maximum ion current density continuously increase with an elongation of the laser pulse. Contrary to that, in the case of backward-emitted ions, distinct maxima of these quantities occur at τ_L sub-ps ranges.

One of the characteristic features of the dependencies presented in Figs. 5 and 6 are the essential differences in the run of these dependencies for forward- and backward-emitted ion fluxes. These differences can be understood better when we consider the dielectric swelling factor $S=1/|n|$ which is a measure of increase in the electromagnetic energy density of the laser field in plasma in relation to its vacuum value (n is the plasma refractive index). The necessary condition for the acceleration of plasma (ions) by the ponderomotive force in the backward direction is $S > 1$ and, usually, the higher S , the higher the backward-directed ponderomotive force. The swelling factor depends not only on the plasma density gradient but also on parameters of a laser pulse and particularly on its intensity and the pulse duration. As it results from our numerical simulations, the swelling factor (its maximal value) decreases when the plasma density gradient λ/L_n , the intensity or the pulse duration increase (within the ranges of these parameters shown in the figures). For instance, at $L_n/\lambda = 1$, $I_L = 10^{17}$ W/cm², the swelling factor decreases from $S \approx 2$ for $\tau_L = 0.2$ ps down to $S \approx 1.3$ for $\tau_L = 2$. Thus, at high values of the above three parameters (λ/L_n , I_L , τ_L), the forward-directed force from the usual light pressure predominates the

backward-directed one and, as a result, the velocities and current densities of forward-emitted ions are considerably higher than the ones for backward-emitted ions. The decreasing swelling factor is also the main reason for the faster increase in v_f and j_f (than v_b and j_b , respectively) when the laser intensity increases. The block generation was reproduced also by an essentially different genuine two-fluid computation, Fig. 7.

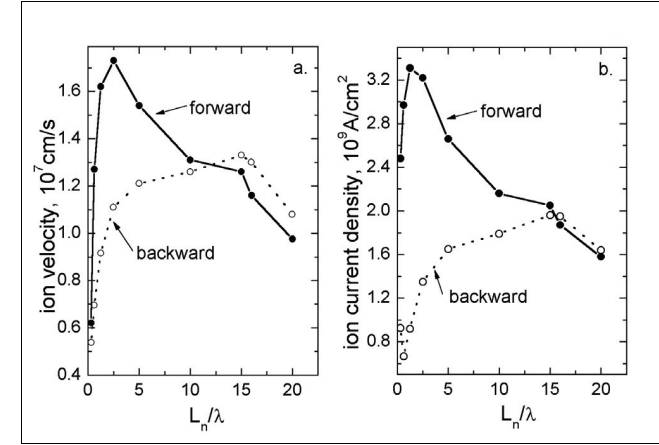


Fig. 5: The dependencies of the maximum ion velocities (a) and the maximum ion current densities (b) on the plasma density gradient scale length. $\tau_L = 1$ ps, $I_L = 10^{16}$ W/cm²

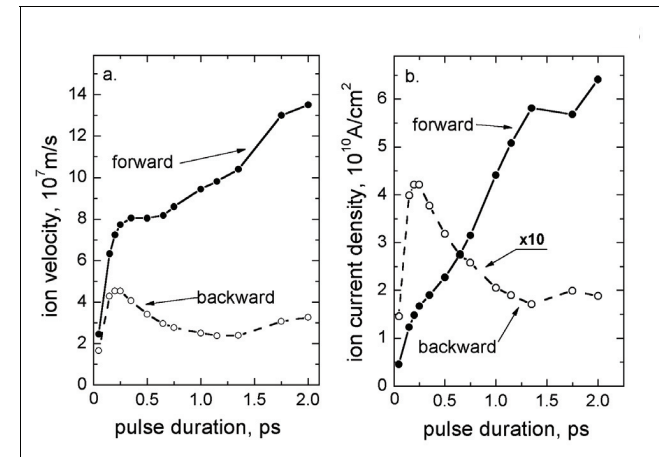


Fig. 6: The maximum ion velocities (a) and the maximum ion current densities (b) as a function of the laser pulse duration. $I_L = 10^{17}$ W/cm², $L_n/\lambda = 1$.

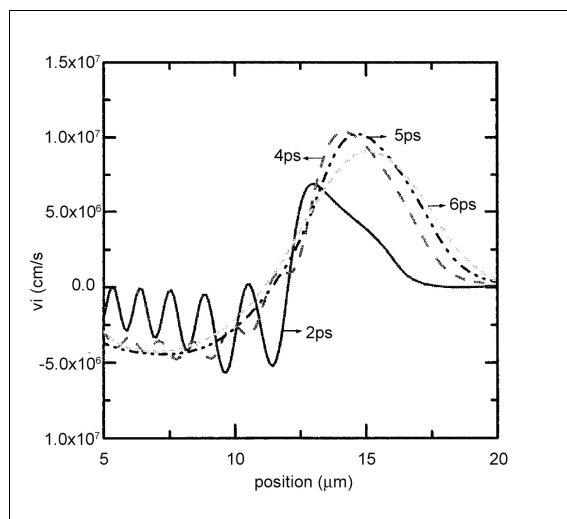


Fig. 7: Ion velocity profiles at times 2, 4, 5 and 6 ps after irradiation of a 4 ps neodymium glass laser pulse on a deuterium plasma of initial density of a linearly increasing ramp (abscissa in micrometer of the depth, with critical density at 13) of 30 eV temperature, confirming the generation of an ablating plasma block (negative velocity) and a compressing plasma block (positive velocity) [23].

In conclusion, the numerical simulations based on the two-fluid hydrodynamic plasma model confirmed both qualitatively and quantitatively the idea of production of ultrahigh-current-density ion beams with the use of ponderomotive forces induced at the skin layer interaction of a short laser pulse of sub-relativistic intensity with a thin inhomogeneous plasma layer. The results of the computations were found to be consistent with the simplified theory and measurements.

3.2 Application for Controlled Ignition

Since the ion current densities, Eq. (5), in the laser driven plasma blocks from the skin layer or corona area of the irradiated plasma fulfilled the condition (4) for ignition of solid DT, we evaluated what has been achieved experimentally with respect to the energy flux density F , Eq. (3). The measurements [7, 23] included values of F up to 10^6 J/cm². If the ignition of DT has to use ion energies of 80 keV for the optimum resonance conditions this gives an upper limit for the laser intensity while simultaneously a minimum of F is necessary. The values of $F^* = 10^8$ J/cm² may be not the final answer. It has been discussed before [23] that the detailed evaluation of the interpenetration of the energetic blocks with the cold solid DT may result in 20 times lower values

- if the increased collision frequency based on the quantum correction is included,
- if the modification of the stopping power by collective effects is included, and
- if the double layer caused reduction of the thermal conduction is taken into account.

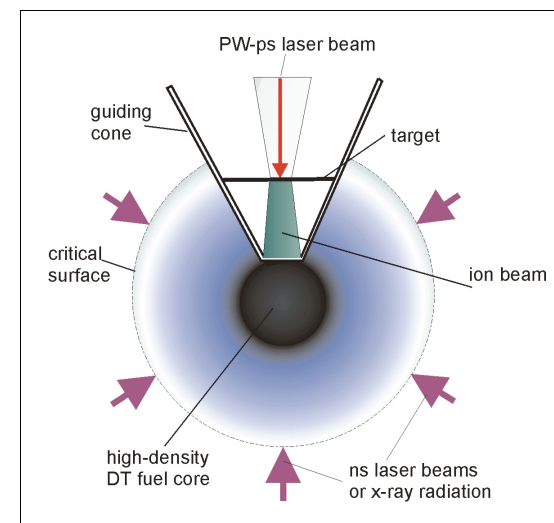


Fig. 8: Application of plasma block acceleration for improving the proton-fast-igniter fusion scheme [21] with 1000 times higher ion current densities from the block acceleration [23].

But even with the pessimistic aim to work with F^* values above 10^8 J/cm², this can be reached with short wave length lasers, e.g. the double frequency of KrF [23].

The remaining problem is only whether the interaction mechanisms of the plasma block of sufficient thickness is comparable to the interaction process as in the case of the electron beam in the Nuckolls-Wood scheme [22]. Otherwise there is the similarity to the spark ignition at the interaction of the hot core with the surrounding plasma at spark ignition. For achieving the necessary thickness of the block, one has to produce it by irradiating a solid thin DT layer of spherical shape where the compressing part is then ballistically moving into a focus for the interaction with the main solid DT fuel. During this motion there is an increase of the density of the fast shell. Since a minor heating is unavoidable apart from the nonlinear force driven directed motion, the shell is a little expanding thermally. But in view of the spherical shrinking of the shell, the final interaction occurs with the same high ion current density needed for conditions (4) however in a block of increased thickness needed for the ignition.

This ballistic increase was mentioned before for the proton ignition generated by PW-ps laser pulses in pre-compressed DT fuel. It was shown [23] that the ion current densities in plane geometry can be 1000 times higher than known before [21] from measurements without the plasma block acceleration. With this result alone the scheme of proton-fast-ignition should reach the conditions of high gain fusion reactions. If then the ballistic layer acceleration is used to be focused into the main fuel, the conditions for ignition again will be improved. In this case indeed the ion energy for the ignition is not in the range of 80 keV as in the before mentioned ignition of solid DT fuel, but the ion blocks have to be relativistic with ion energies in the 5 MeV range. The details of this block acceleration have been evaluated numerically.

In all our computations we used the genuine two fluid hydrodynamics [10] including collisions. It is remarkable that the very different collisionless treatment with PIC methods resulted in very similar results at comparable conditions [24]. The plasma block interaction for highly relativistic laser intensities was studied also in view of fusion ignition and further applications [25].

4. Conclusions

In conclusion, interaction of TW-ps laser pulses with plasma results in a skin layer mechanism for nonlinear (ponderomotive) force driven two dimensional plasma blocks (pistons). This mechanism relies on a high contrast ratio for suppression of relativistic self-focusing. Space charge neutral plasma blocks are obtained with ion current densities larger than 10^{10} Amp/cm². Using ions in the MeV range results in 1000 times higher proton or DT current densities than the proposed proton fast igniter requires. This should result in better conditions of this fast igniter scheme. The ballistic focusing of the generated plasma blocks and then short time thermal expansion increases their thickness but keeps the high ion current densities. As shown here, this approach then provides conditions that are very favorable for efficient fast ignition of a fusion target. If successful, this approach to fast ignition could significantly simplify operation of an IFE plant, allowing very attractive energy production costs.

5. Acknowledgement

Special thanks are expressed to Prof. Dr. Martin Keilhacker for his helpful attention in the preparation of this paper. We also acknowledge continuous cooperation with our co-authors listed in Ref. [24].

References

- [1] P.A. Kaw, *Nuclear Fusion* **45** (No. 10A, October), 1 (2005).
- [2] G. Janeschitz, this volume, p. 9
- [3] R. Wolf, this volume, p. 69
- [4] M. Keilhacker, Phil. Trans. Royal Soc. London A **357**, 415 (1999);
M. Keilhacker and the JET Team, *Nuclear Fusion* **39**, 209 (1999).
- [5] R. Sauerbrey, *Physics of Plasmas* **3**, 4712 (1996).
- [6] P. Zhang, J.T. He, D.B. Chen, Z.H. Li, Y. Zhang, Lang Wong, Z.L. Li, B.H. Feng, X.L. Zhang, D.X. Zhang, X.W. Tang, and J. Zhang, *Phys. Rev. E* **57**, R3746 (1998).
- [7] J. Badziak, A.A. Kozlov, J. Makowski, P. Parys, L. Ryc, J. Wolowski, E. Woryna, and A.B. Vankov, *Laser and Particle Beams* **17**, 323 (1999).
- [8] H. Hora, J. Badziak, F. P. Boody, R. Höpfl, K. Jungwirth, B. Králíková, J. Krása, L. Láska, P. Parys, V. Perina, M. Pfeifer, K. Rohlena, J. Skála, J. Ullschmied, J. Wolowski, E. Woryna, *Opt. Comm.* **207**, 333 (2002); H. Hora, *Laser and Part. Beams* **23**, 441 (2005).
- [9] Edward Teller Lectures: *Lasers and Inertial Fusion Energy*, H. Hora and G.H. Miley eds., Imperial College Press, London (2005).
- [10] H. Hora, *Plasmas at High Temperature and Density* (Springer, Heidelberg 1991).
- [11] H. Hora and G.H. Miley, *Laser Focus* **20**, 259 (1984).
- [12] H. Hora and D. Pfirsch, *6th International Quantum Electronics Conference*, Kyoto, Sept. 1970, Conf. Digest p. 10-12.
- [13] R.E. Kidder, *Nuclear Fusion* **14**, 797 (1974).
- [14] H. Hora and P.S. Ray, *Zeitschrift f. Naturforschung* **33A**, 890 (1978).
- [15] H. Hora, H. Azechi, Y. Kitagawa, K. Mima, M. Murakami, S. Nakai, K. Nishihara, K. Takabe, M. Yamanaka, and C. Yamanaka, *J. Plasma Physics* **60**, 737 (1998).
- [16] J.H. Nuckolls, see [9] p. 85
- [17] J.L. Bobin, *Laser Interaction and Related Plasma Phenomena*, H. Schwarz et al. eds., (Plenum, New York 1974) Vol. 3B, p. 465; *Phys. Fluids* **14**, 2341 (1971); M.S. Chu, *Phys. Fluids* **15**, 413 (1972)
- [18] G.H. Miley, H. Hora, F. Osman, P. Evans, P. Toups, *Laser and Part. Beams* **23**, 453 (2005).
- [19] H. Azechi, T. Jitsuno, T. Kanabe, M. Katayama, K. Mima, N. Miyayama, M. Nakai, S. Nakai, H. Nakaishi, M. Nakatsuka, A. Nishiguchi, P.A. Norrays, Y. Setsuhara, M. Takagi, M. Yamanaka, C. Manaka, *Laser and Particle Beams* **9**, 193 (1991).
- [20] M. Tabak, M. N. Glinsky, W.L. Kruer, S.C. Wilks, J. Woodworth, E.M. Campbell, M.D. Perry, R.J. Mason, *Physics of Plasmas* **1**, 1626 (1994).
- [21] M. Roth, T. E. Cowan, M. H. Key, S. P. Hatchett, C. Brown, W. Fountain, J. Johnson, D. M. Pennington, R. A. Snavely, S. C. Wilks, K. Yasuike, H. Ruhl, F. Pegoraro, S. V. Bulanov, E. M. Campbell, M. D. Perry, H. Powell, *Phys. Rev. Lett.* **86**, 436 (2001).
- [22] J.H. Nuckolls, L. Wood, LLNL Preprint UCRL-JC-149860 (2002); J.H. Nuckolls, L.L. Wood, Proceed. 11th ICNES 2002, T.A. Mehlhorn ed. (Sandia Nat. Lab., 2002), p. 171.
- [23] J. Badziak, S. Glowacz, S. Jablonski, P. Paris, J. Wolowski, J. Kraska, J. Laska, R. Rohlena, H. Hora, *Plasma Physics and Controlled Fusion* **46**, B541 (2004); H. Hora, J. Badziak, S. Glowacz, S. Jablonski, Z. Sklandanowski, F. Osman, Yu Cang, Jie Zhang, G.H. Miley, Hansheng Peng, Xiantu He, Weiyang, Zhang, K. Rohlena, J. Ullschmied, K. Jungwirth, *Laser and Particle Beams* **23**, 423 (2005).
- [24] O. Klimo, J. Limpouch, *Laser and Particle Beams* **24**, 107 (2006).
- [25] T. Esirkepov, M. Borghesi, S.V. Bulanov, G. Mourou, T. Tajima, *Phys. Rev. Letters* **92**, 175003 (2004); Wei Yu, H. Xu, F. He, M. Y. Yu, S. Ishiguro, J. Zhang, A.Y. Wong, *Phys. Rev. E* **72**, 046401-1 (2005).

KOHLE- UND ERDGASKRAFTWERKE HOHER EFFIZIENZ ALS BEITRAG ZUM KLIMASCHUTZ

Wolfgang Breyer

Hallerstr. 7, D-91054 Buckenhof

Die DPG hat im November 2005 ihre Studie „Klimaschutz und Energieversorgung in Deutschland 1990-2020“ veröffentlicht, die von Mitgliedern ihres Arbeitskreises Energie (AKE) unter der Leitung von Walter Blum erarbeitet worden war (vgl. Bericht W. Blum in diesem Tagungsband). Im Folgenden wird über einen Teilaspekt dieser Studie berichtet, nämlich die Frage, welchen Beitrag zur Verminderung der CO₂-Emissionen die anstehende Erneuerung eines großen Teils des Bestands an fossil befeuerten Kraftwerken durch Anlagen hoher Effizienz leisten kann. Dies ist eine Schlüsselfrage für die mittelfristige Klimaschutzpolitik. Der Zeithorizont 2020 wurde gewählt, weil dieser in der Politik heute besondere Relevanz hat: Einerseits bietet der Zeitraum von 15 Jahren noch ein relativ großes Maß an Gestaltungsmöglichkeiten, andererseits ist keine Zeit mehr zu verlieren, wenn neue Programme in diesem Zeitraum noch wirksam werden sollen. So macht es Sinn, die für 2020 bestehenden Klimaschutzziele mit den zu erwartenden Auswirkungen der bestehenden Programme zu vergleichen.

1. Heutige Rolle fossil befeuerter Kraftwerke in der deutschen Stromversorgung

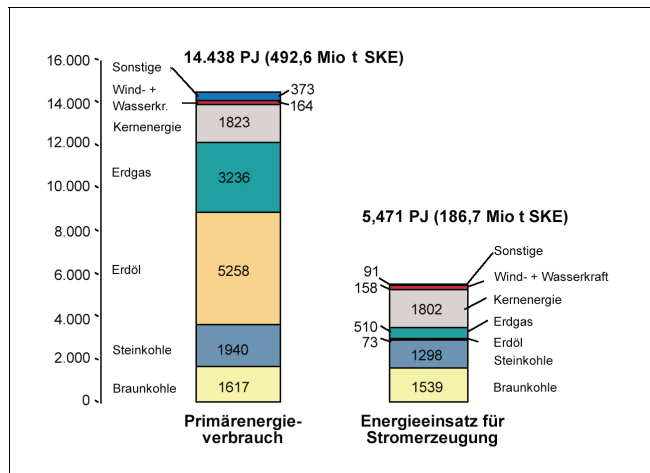


Abb.1: Primärenergieverbrauch und Energieeinsatz für die Stromerzeugung in Deutschland 2003 nach Brennstoffarten

Fossile Brennstoffe sind das Rückgrat der Energieversorgung Deutschlands. Im Jahre 2003 machten sie 84,1 % des Primärenergieverbrauchs aus [1]. Die Verbrennung fossiler Brennstoffe ist zugleich der größte Verursacher von Treibhausgas-Emissionen.

Vom Gesamtverbrauch an fossilen Brennstoffen entfallen rund 28 % auf die Stromerzeugung. Weitere 8,3 % werden außerhalb des Energiesektors als chemischer Rohstoff verbraucht („nichtenergetischer Verbrauch“). Die übrigen 64 % teilen sich etwa hälftig auf den Verkehr und die Wärmeversorgung auf. Hinsichtlich der angestrebten Senkung der Treibhausgas-Emissionen verdienen also der Stromsektor, der Verkehr und der Wärmemarkt gleichermaßen die Aufmerksamkeit.

Die Zusammensetzung der im Stromsektor eingesetzten fossilen Brennstoffe unterscheidet sich ganz erheblich von der Struktur des Primärenergieverbrauchs insgesamt: Im Primärenergieverbrauch dominieren Erdöl (36,4 %) und Erdgas (22,4 %), weit vor Steinkohle (13,5 %) und Braunkohle (11,4 %). Im Stromsektor wird ganz überwiegend Stein- und Braunkohle eingesetzt; der Anteil des Erdgases liegt unter 10 %, wird aber in Zukunft ansteigen, während Erdölprodukte eine ganz untergeordnete Rolle spielen. Unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit ist damit der Stromsektor in einer vergleichsweise günstigen Situation; auch ist die Reichweite der Kohlereserven weitaus größer als die von Öl und Gas. Dafür ist der Einsatz von Braun- und Steinkohle mit der höchsten spezifischen CO₂-Emission verbunden.

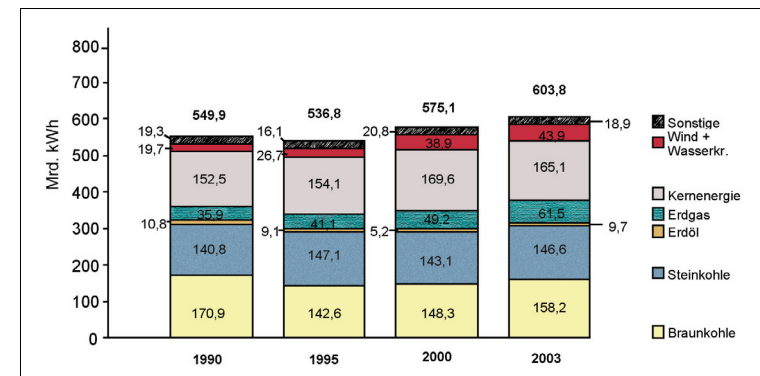


Abb.2: Bruttostromerzeugung in Deutschland 1990 - 2003 nach Energieträgern

Während der Primärenergieverbrauch seit 1990 stagniert, ist der Stromverbrauch seitdem um etwa 10 % gestiegen. Der Mehrbedarf wurde im Wesentlichen durch das Vordringen von Erdgas und Windkraft sowie durch Mehrerzeugung von Kernkraft und Wasserkraft gedeckt; die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle blieb in etwa konstant. Fossile

Brennstoffe hatten 2003 mit 376 Mrd. kWh einen Anteil von 62,3 % an der Stromerzeugung. Der Bruttostromverbrauch im Inland (einschließlich Netzverlusten) lag 2003 bei 595,8 Mrd. kWh.

2. Perspektiven für den Bedarf an Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen

Das Bundeswirtschaftsministerium ging in seinem Energiebericht von 2001 [2] für den Zeitraum bis 2020 von einem weiteren Anstieg des Stromverbrauchs von 0,5 – 1 % pro Jahr aus. Nimmt man den unteren Wert an, also 0,5 %/a, so wird der Stromverbrauch im Inland 2020 um 8,8 % bzw. 53 Mrd. kWh höher liegen als 2003. Die anspruchsvolle Zielsetzung des Bundesumweltministeriums ist, dass im Jahr 2020 mindestens ein Fünftel des heutigen bzw. des dann vorhandenen Stromverbrauchs durch erneuerbare Energien gedeckt wird [3]. Das bedeutet, dass deren Beitrag von 52 Mrd. kWh (2004) auf rund 120 - 130 Mrd. kWh ausgeweitet werden muss, was eine Zunahme um 68 - 78 Mrd. kWh darstellt. Das ist aber nur wenig mehr als der Verbrauchsanstieg von 53 Mrd. kWh. Das bedeutet also, dass der Beitrag fossil befeuerter Kraftwerke zur Stromversorgung selbst dann nur geringfügig verringert werden kann, wenn man unterstellt, dass der Beitrag der Kernenergie auf der heutigen Höhe beibehalten wird.

Für unsere weiteren Überlegungen zur Verringerung der Emissionen aus fossiler Stromerzeugung haben wir als Ausgangspunkt gewählt, dass die fossile Stromerzeugung etwa in gleicher Höhe wie heute bleibt. In dem Maße, wie Kernkraft zurückgefahren wird, muss also der Beitrag der fossilen Stromerzeugung ausgeweitet werden.

Wenn aber eine Verringerung der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen bis 2020 nicht realistisch ist, dann ist die entscheidende Frage, ob und gegebenenfalls wie weit bis 2020 die spezifischen CO₂-Emissionen der fossil befeuerten Kraftwerke je Kilowattstunde gesenkt werden können. Dafür stehen zwei Maßnahmen zur Verfügung:

- Weitere Verbesserung der Wirkungsgrade fossil befeuerter Kraftwerke und damit Senkung des Brennstoffverbrauchs und der CO₂-Emission je kWh, und
- Übergang zu kohlenstoffärmeren Brennstoffen, also Ersatz von Kohle durch Erdgas.

Langfristig, also nicht vor 2020, werden voraussichtlich auch Techniken zur CO₂-Abtrennung und -deponierung zur Verfügung stehen, die eine praktisch CO₂-freie Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen ermöglichen, allerdings um den Preis eines deutlichen Mehrverbrauchs an Brennstoff, da die Abtrennung zu Wirkungsgradeinbußen führt.

In begrenztem Umfang lassen sich wirkungsgradverbessernde Maßnahmen auch an bereits bestehenden Kraftwerken durchführen. Das ist zum großen Teil bereits geschehen, insbesondere durch Modernisierung der Dampfturbinen. Deutliche Wirkungsgradsprünge lassen sich aber nur beim Ersatz von Altanlagen durch modernste Technik realisieren.

In dieser Hinsicht sind wir heute in einer einmalig günstigen Situation, da im Zeitraum bis 2020 ein großer Teil der fossilen Kraftwerksleistung altersbedingt erneuert werden muss. Erste Neubauprojekte moderner fossil befeuerter Kraftwerke kommen derzeit gerade in Gang, sowohl was kohlebefeuerte Dampfkraftwerke als auch was erdgasbefeuerte Gas-und-Dampf(GuD)-Kraftwerke betrifft.

3. Potential fossil befeuerter Kraftwerke zur Wirkungsgradverbesserung

Die Steigerung des Wirkungsgrades ist seit den Anfängen der Kraftwerkstechnik eine der großen Daueraufgaben für den Ingenieur – ursprünglich allein aus wirtschaftlichen Motiven, nämlich zur Einsparung von Brennstoffkosten. Heute sind der Umwelt- und der Klimaschutz als weitere wichtige Triebfedern hinzugekommen.

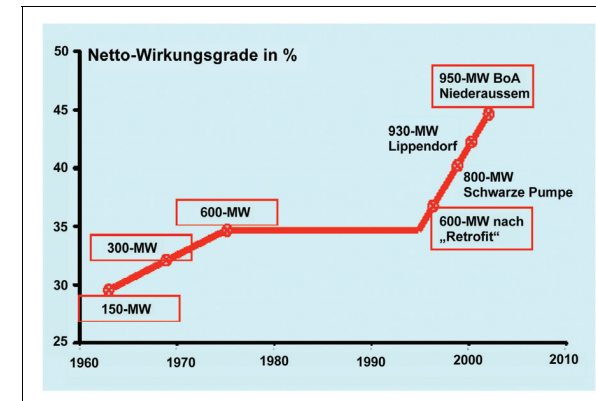


Abb. 3: Wirkungsgrade neu in Betrieb gehender Braunkohlenkraftwerke

Im Verlauf der letzten 40 Jahre wurde der Wirkungsgrad von Braunkohlenkraftwerken parallel zur Steigerung der Blockleistung schrittweise erhöht, vor allem durch Anhebung der Dampfzustände sowie durch Weiterentwicklung der Dampfturbinentechnik und des Kraftwerksprozesses [4]. Der heutige technische Stand erlaubt bei neu zu bauenden Braunkohlenkraftwerken einen Wirkungsgrad von 43 % [8]. Ähnlich verlief gleichzeitig die Weiterentwicklung des Steinkohlenkraftwerks, das heute einen Wirkungsgrad von 46 % ermöglicht [5].

Wenn man abschätzen will, wie viel Wirkungsgradgewinn der Ersatz eines Teils des Kraftwerksparks bringt, muss man die Struktur des vorhandenen Kraftwerksparks nach Wirkungsgrad und Alter kennen. Als Beispiel zeige ich das für die Braunkohlenkraftwerke.

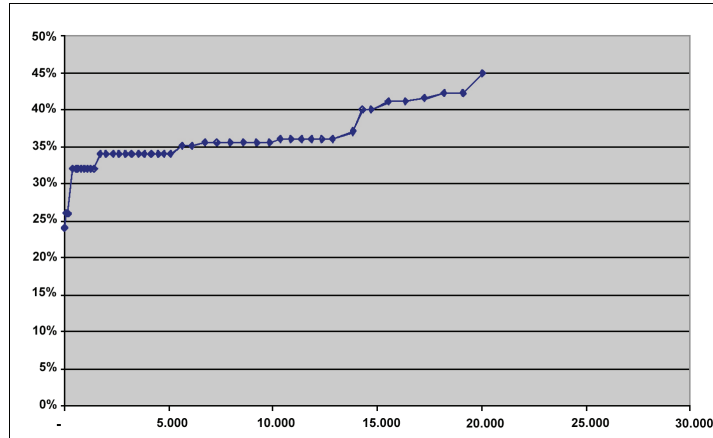


Abb. 4: Wirkungsgrade der Braunkohlenkraftwerke in Deutschland

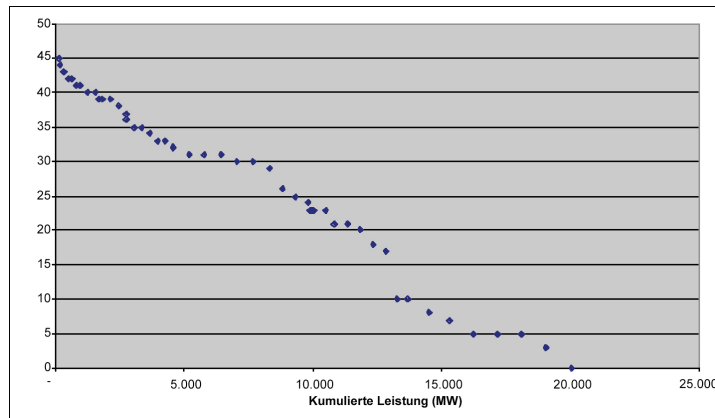


Abb. 5: Altersstruktur der Braunkohlenkraftwerke in Deutschland

Das 2003 in Betrieb gegangene BoA-Kraftwerk Niederaußem (BoA= Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik) hat einen Wirkungsgrad von 43 % und ersetzt Altanlagen mit einem Wirkungsgrad von etwa 32 % [4]. Sein spezifischer Brennstoffverbrauch liegt also um gut ein Viertel niedriger als der der Altanlagen. Schon der Ersatz der Altanlagen durch heutige Technik brächte also bereits einen nennenswerten Beitrag für den Klimaschutz.

Noch spektakulärer verlief die Entwicklung der GuD-Technik. Während erste Anlagen wie das Heizkraftwerk München-Süd Anfang der 1980er Jahre einen Wirkungsgrad (ohne Heizwärmeabgabe) von 40 % aufwiesen, lassen sich heute 58% erreichen [5]. Beim Ersatz eines alten Steinkohlenkraftwerks durch ein modernes erdgasbefeuertes GuD-Kraftwerk könnte man also den Brennstoffverbrauch nahezu halbieren und den CO₂-Ausstoß je kWh auf 35 % absenken.

Damit ist das technische Potential aber noch nicht ausgeschöpft. Aktuelle Weiterentwicklungen zielen auf eine weitere Anhebung des Wirkungsgrads ab. Sie konzentrieren sich bei Dampfkraftwerken auf

- Materialentwicklungen zur Beherrschung höherer Dampfstände und
- Prozess- und Komponentenverbesserungen zur Verminderung von Wärmeverlusten.

Ähnliche Ansätze verfolgt die Weiterentwicklung der GuD-Technik, mit dem Ziel eines Wirkungsgrades um 62 %. Auf der Materialseite geht es um Gasturbinen-Schaufelwerkstoffe mit hohem Nickelanteil und Einkristallstruktur sowie um Schutzschichten der Schaufeln gegen Korrosion und gegen die Temperatur des Heißgases. Andere Entwicklungen zielen auf eine Reduzierung der benötigten Kühlluftmenge für die Gasturbinenschaufeln bzw. auf die Verwendung von Dampfkühlung.

Eine generelle Anmerkung ist zu den angegebenen Zielwerten für Kraftwerkswirkungsgrade zu machen: Diese Werte sind als Nennwerte auf dem Typenschild einer Anlage zu verstehen und gelten für die Anlage im Neuzustand, unter optimalen Kühlbedingungen und bei Dauerbetrieb im Bestpunkt nahe der Volllast. In der Praxis sind Abschläge für Alterung, Kühlturmeinsatz, Sommerbetrieb, Teillast- und Lastfolgebetrieb usw. zu machen. Da die künftigen Fahrweisen der fossil befeuerten Kraftwerke unter sich verändernden Bedingungen des Strommarktes und vor allem des zunehmenden Anteils regenerativer Stromerzeugung nicht bekannt sind, haben wir uns mit einem pauschalen Abschlag von 2 Prozentpunkten beholfen.

4. Abschätzung der bis 2020 erreichbaren Senkung der CO₂-Emissionen des Stromsektors

Ausgangspunkt ist die Situation im Jahre 2003, wie sie in Abb. 6 dargestellt ist. Zahlenbasis sind Tabellen zur Bruttostromerzeugung und zum Brennstoffeinsatz für die Stromerzeugung [6, 7]. Die Vergleichszahlen für 1992 zeigen die in dieser Zeitspanne erreichten Wirkungsgradverbesserungen und die daraus resultierenden Verminderungen der CO₂-Emissionen je

kWh. (1990 eignet sich nicht als Vergleichsjahr, da die wiedervereinigungsbedingten Stilllegungen des Überhangs veralteter Braunkohlekraftwerke noch nicht erfolgt waren.)

Brennstoff	Steinkohle		Braunkohle		Erdgas		Heizöl		Gesamt	
	1992	2003	1992	2003	1992	2003	1992	2003	1992	2003
Bruttostromerzeugung, Mrd. kWh	141,9	146,6	154,5	158,2	33,0	61,5	13,2	9,7	342,6	376,0
Brennstoffeinsatz i. d. Stromerzeugung, PJ	1285	1298	1617	1539	278	(461)	(140)	(100)	3320	3398
Bruttowirkungsgrad (Durchschnitt), %	39,75	40,66	35,24	37,01	42,73	48 ¹⁾	34 ¹⁾	35 ¹⁾	37,15	39,84
Spezif. CO ₂ -Emission, g CO ₂ /kWh	830	812	1135	1081	445	396	882	857	-	-
Gesamte CO ₂ -Emissionen, Mio. t CO ₂	117,8	119,0	175,4	171,0	14,7	24,4	11,6	8,3	319,5	322,7
Durchschnittl. spezif. CO₂-Emission aller fossil befeuerten Kraftwerke, g CO₂/kWh									932,6	858,2

¹⁾ Literaturwerte, da die Daten zum Brennstoffeinsatz nicht genügend detailliert vorliegen. In Klammern gesetzte Werte des Brennstoffeinsatzes sind aus den Wirkungsgraden zurückgerechnet.

Abb. 6: Ausgangsdaten für 2003 mit Vergleichswerten für 1992

Für den Zeitraum 1992 - 2003 können wir also einen Effizienzgewinn hinsichtlich der spezifischen CO₂-Emission der fossilen Stromerzeugung von 8,0 % registrieren, der neben Modernisierungsmaßnahmen an bestehenden Anlagen vor allem auf den Ersatz alter Braunkohlenkraftwerke in Ostdeutschland zurückgeht, zu einem Teil aber auch auf das Vordringen von Erdgas in der Stromerzeugung. Der Trendfaktor von 0,9203 zwischen 1992 und 2003 entspricht einer jährlichen Abnahme der spezifischen Emissionen um 0,752 %/a. Infolge der Ausweitung der fossilen Stromerzeugung nahmen die CO₂-Emissionen, absolut gesehen, aber um rund 1 % zu.

Bei der Abschätzung der bis 2020 zu erwartenden weiteren Effizienzgewinne wird bewusst Abstand davon genommen, sich für das eine oder andere in der Diskussion befindliche Energieszenario zu entscheiden oder eigene Szenarien zu entwickeln. Stattdessen wird im Sinne einer Modell-Überlegung, die auf beliebige Szenarien angewandt werden kann, angenommen, dass die Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen gegenüber 2003 unverändert bei 376 Mrd. kWh bleibt.

Es soll in zwei getrennten Schritten untersucht werden, welche CO₂-Minderung erreichbar ist mit einem Ersatz alter Kraftwerke durch neue

- bei unveränderten Anteilen der einzelnen Brennstoffe an der fossilen Stromerzeugung (1. Schritt), bzw.
- bei einer Erhöhung des Anteils des Erdgases zu Lasten von Kohle (2. Schritt).

Hierzu werden für den 1. Schritt folgende Annahmen getroffen:

- Im Jahr 2020 wird jeweils die Hälfte des Steinkohle-, Braunkohle-, Erdgas- und Heizölstroms in Neuanlagen erzeugt, die zwischen 2010 und 2020 in Betrieb gingen, die andere Hälfte in noch nicht ersetzten Anlagen des heutigen Bestands, d. h. der jüngeren Hälfte der installierten Leistung, mit einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 42 % bei Steinkohle, 41 % bei Braunkohle, 50 % bei Erdgas und 36 % bei Heizöl [8]. (Ende 2003 betrug die Engpassleistung der fossil befeuerten Kraftwerke rund 77.000 MW [9]. Davon werden nach dieser Modellrechnung bis 2020 rund 38.500 MW ersetzt.)
- Für die Neuanlagen werden folgende Durchschnittswerte der Wirkungsgrade angesetzt: Steinkohlekraftwerke 47 %, Braunkohlekraftwerke 46 %, Erdgaskraftwerke 58 %, Heizölkraftwerke 38 %. Bei der Abschätzung dieser Werte wurde unterstellt, dass die Erweiterungs- und die Ersatzkraftwerke stetig im Zeitraum 2010-2020 in Betrieb gehen und mit jeweils neuester in Referenzanlagen demonstrierter Technik verwirklicht werden. Weiterhin wurde der in Kapitel 2.3 genannte Abschlag für nicht-optimalen Betrieb gemacht. (Alle Wirkungsgradangaben sind Bruttowerte, ebenso wie die Stromerzeugung.)

	Durchschnitt der Altanlagen (neuere Hälfte)	Durchschnitt der Neuanlagen
Braunkohle	41%	46%
Steinkohle	42%	47%
Erdgas	50%	58%
Mineralöl	36%	38%

Abb. 7: Betriebliche Wirkungsgrade der fossilen Kraftwerke 2020

Der Mischwirkungsgrad aus jeweils der Hälfte alter und neuer Anlagen liegt natürlich niedriger als die Wirkungsgrade der Neuanlagen, für sich genommen. Ein vorzeitiger Ersatz auch der jüngeren Hälfte des heutigen Kraftwerksparks wäre wirtschaftlich nicht zu vertreten, zumal die erreichbare Wirkungsgradverbesserung niedriger ausfallen würde als bei der älteren Hälfte der heute installierten Leistung. Nach diesen Annahmen errechnet sich die Struktur der fossilen Stromerzeugung und ihrer CO₂-Emissionen für 1992, 2003 und 2020 (Abb. 8).

Damit würden die spezifischen CO₂-Emissionen des Stromsektors 2020 bei unveränderten Versorgungsanteilen der einzelnen Brennstoffe um 11,7 % niedriger liegen als 2003. Dies entspricht einer jährlichen Abnahme um 0,73 %/a. Selbst durch die intensive Kraftwerkserneuerung wird also der Trend der Jahre 1992-2003 nicht ganz erreicht. Allerdings darf man nicht übersehen, dass der Trend von 1992 bis 2003 auch durch eine Ausweitung des Erd-

gasanteils bei gleichzeitig bedeutender Wirkungsgradsteigerung der Erdgasverstromung infolge des Vordringens der GuD-Technik beeinflusst wurde.

	1992	2003	2020 alte	2020 neue
Steinkohle				
Bruttostromerzeugung, %	41,4	39,0	19,5	19,5
gCO ₂ /kWh	830	812	790	702
Braunkohle				
Bruttostromerzeugung, %	45,1	42,1	21,0	21,0
gCO ₂ /kWh	1135	1081	976	870
Erdgas				
Bruttostromerzeugung, %	9,6	16,4	8,2	8,2
gCO ₂ /kWh	445	396	380	328
Mineralöl				
Bruttostromerzeugung, %	3,8	2,6	1,3	1,3
gCO ₂ /kWh	882	857	833	789
Summe fossile				
Bruttostromerzeugung, %	100	100	50	50
gCO ₂ /kWh	932,6	858,2	802,0	713,5

Abb. 8: Spezifische CO₂-Emissionen fossiler Kraftwerke 1992 - 2020
(Trend bis 2003; 50 % Neubau bis 2020, konstanter Brennstoffmix 2003 - 2020)

Im zweiten Schritt prüfen wir deshalb, welche zusätzliche Emissionsminderung sich ergibt, wenn wir im Zeitraum 2003 bis 2020 eine Ausweitung des Versorgungsanteils des Erdgases zu Lasten der Kohle unterstellen. Ein Anstieg des Erdgasanteils ist aus der Sicht des Klimaschutzes von Vorteil, jedoch sprechen drei Argumente dagegen, so dass nur eine begrenzte Ausweitung realistisch ist:

- 1) Erdgas ist teurer als Kohle und wird sich nach Einschätzung der Fachwelt weiter verteuern.
- 2) Wegen der einseitigen Dominanz der russischen Erdgasvorkommen gibt es Bedenken hinsichtlich der Versorgungssicherheit.
- 3) Die Erdgasreserven sind bedeutend kleiner als die der Kohle. In der Fachwelt wird ein Anstieg des Erdgasanteils an der fossilen Stromerzeugung bis 2020 auf 32 % als Obergrenze angesehen, was nahezu eine Verdopplung gegenüber 2003 mit einem Anteil von 16,4 % bedeuten würde.

Es wird unterstellt, dass die Ausweitung des Erdgaseinsatzes in erster Linie zu Lasten der Steinkohle geht. Denn die kostengünstige Braunkohle hat einen festen Platz in der deutschen Grundlastversorgung, während die Steinkohle ebenso wie das Erdgas in der Mittellast eingesetzt wird und dazu beiträgt, die Schwankungen des Stromverbrauchs und des Aufkommens an Windstrom auszugleichen. Mit diesen Annahmen errechnet sich Abb. 9:

Bei Erhöhung des Versorgungsanteils des Erdgases auf 32 %, also auf fast das Doppelte, zu Lasten der Steinkohle lägen die CO₂-Emissionen des Stromsektors 2020 um 18,5 % niedriger als 2003. Die Ausweitung des Versorgungsanteils des Erdgases würde also 6,8 Prozentpunkte zusätzlich bringen. Abb. 9 weist auch die Werte für eine Bandbreite des Erdgasanteils von 25 % bis 40 % aus, nämlich 15,4 % bzw. 22,8 % Reduktion der CO₂-Emission im Jahr 2020.

Mit dem Zahlenwerk der Tabellen lassen sich die Emissionen für unterschiedliche Annahmen hinsichtlich einer Ausweitung oder Einschränkung der fossilen Stromerzeugung, aber auch die Auswirkung von Verschiebungen der Einsatzmengen fossiler Brennstoffe untereinander bestimmen.

	Gas/fossil = 0,32		Gas/fossil = 0,25		Gas/fossil = 0,4	
	2020 alte	2020 neue	2020 alte	2020 neue	2020 alte	2020 neue
Steinkohle						
Bruttostromerzeugung %	19,5	3,9	19,5	10,9	19,5	0
gCO ₂ /kWh	790	702	790	702	790	702
Braunkohle						
Bruttostromerzeugung %	21	21	21	21	21	16,9
gCO ₂ /kWh	976	870	976	870	976	870
Erdgas						
Bruttostromerzeugung %	8,2	23,8	8,2	16,8	8,2	31,8
gCO ₂ /kWh	380	328	380	328	380	328
Mineralöl						
Bruttostromerzeugung %	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
gCO ₂ /kWh	833	789	833	789	833	789
Summe fossile						
Bruttostromerzeugung %	50	50	50	50	50	50
gCO ₂ /kWh β errechnet:	802	597	802	649	802	523
Mittelwert β :	699,5		725,5		662,5	
Faktoren 2003 bis 2020 gegenüber 858,2 gCO ₂ /kWh	0,815		0,846		0,772	
Faktoren über den Trendfaktor 0,8794 hinaus:	0,927		0,962		0,878	

Abb. 9: Spezifische CO₂-Emissionen fossiler Kraftwerke 1992 - 2020
(Trend bis 2003; 50 % Neubau bis 2020, erhöhter Erdgasanteil 2003 - 2020)

5. Zusammenfassung der Ergebnisse

Eine Fortschreibung des Trends von 1992-2003 würde für den Zeitraum 2003-2020 bei konstanter Strommenge aus fossilen Brennstoffen eine Verminderung der CO₂-Emission des Kraftwerkssektors um 12,1 % ergeben. Das ist unsere Messlatte. Diese Verminderung wird bei Ersatz der Hälfte der Kraftwerksleistung durch moderne Anlagen nicht ganz

erreicht (-11,7 %) wenn der Gasanteil auf dem Niveau von 2003 bleibt (Gasanteil von 16,4 % der fossilen Stromerzeugung insgesamt); bei Ausweitung des Gasanteils ergibt sich eine höhere Verminderung: bei einer knappen Verdopplung auf 32 % beträgt die Verminderung 18,5 %, bei einer Anhebung auf 40 % Gasanteil sogar 22,8 %.

Zeile	Besondere Maßnahmen	Faktor
1	1992 – 2003 (11 Jahre) durchgeführte technische Innovation und Erhöhung des Gasanteils	0,920
2	Bei gleicher Innovationsrate und gleicher Rate der Erhöhung des Gasanteils in den 17 Jahren von 2003 bis 2020 (Trendfortschreibung)	0,879
3	2003 – 2020 durch Ersatz des halben Kraftwerksparkes erreichbar bei konstantem Gasanteil des Jahres 2003 (16,4 %)	0,883
4	2003 – 2020 durch Ersatz des halben Kraftwerksparkes erreichbar bei Erhöhung des Gasanteils hin zu Gas/fossil = 0,32	0,815
5	Variation: Gas/fossil = (0,25; 0,40)	(0,846; 0,772)
6	Trendverändernde Faktoren (über den Trend hinausgehende Maßnahmen) von 2003 bis 2020	1,005
7	Zeile 3 dividiert durch Zeile 2	0,927
8	Zeile 4 dividiert durch Zeile 2 Zeile 5 dividiert durch Zeile 2	(0,962; 0,878)

Abb. 10: Verbesserungsfaktoren der CO₂-Effizienz

Dieser Teil der DPG-Studie lässt sich also folgendermaßen zusammenfassen:

Fossil befeuerte Kraftwerke werden auch in den nächsten Jahrzehnten eine zentrale Rolle in der deutschen Stromversorgung spielen. Bis zum Jahr 2020 ist ein großer Teil der Kraftwerkskapazität altersbedingt zu ersetzen. Dank großer und sich auch in der Zukunft fortsetzender Fortschritte in der Kraftwerkstechnik werden die Neuanlagen wesentlich höhere Wirkungsgrade aufweisen, so dass der spezifische Brennstoffverbrauch und damit die spezifische CO₂-Emission sinken.

Allerdings wird die zu erwartende Reduktion der CO₂-Emissionen in der Öffentlichkeit oftmals überschätzt: Bei einer Beibehaltung des jetzigen Brennstoffmixes lässt sich nur knapp eine Fortsetzung des Verminderungstrends der letzten 11 Jahre erreichen, und dies setzt die zügige Durchführung eines aufwendigen Kraftwerkserneuerungsprogramms voraus. Darüber hinausgehende Verminderungen sind nur zu erzielen, wenn künftig weniger Kohle und dafür mehr Erdgas eingesetzt wird.

Entscheidend ist natürlich letztlich auch der Umfang der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen. Eine Ausweitung der fossilen Stromerzeugung, z. B. um die nukleare Stromerzeugung zurückzunehmen, würde notwendigerweise höhere CO₂-Emissionen bewirken.

Literatur

- [1] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Tabelle *Primärenergieverbrauch nach Energieträgern von 1990 bis 2004 (in Mill. t SKE, PJ und %)*, Stand: 11/2005
www.ag-energiebilanzen.de (siehe unter Daten/ Auswertungstabellen zu den Energiebilanzen mit vorläufigen Daten auch für die Jahre bis 2004)
(Anmerkung: Bei regenerativen Energien wird der Primärenergieverbrauch nach der Wirkungsgradmethode berechnet. Damit ergeben sich geringere Werte als nach der früher üblichen Substitutionsmethode.)
- [2] Nachhaltige Energiepolitik für eine zukunftsfähige Energieversorgung (*Energiebericht*). BMWA 10/2001
<http://www.bmwi.bund.de/BMWi/Navigation/Service/bestellservice,did=59578.html>
- [3] BMU Pressedienst Nr. 014/05 vom 25. 01. 2005
www.bmu.bund.de/presse/pm/6993.php
bzw. Nationales Klimaschutzprogramm der Bundesregierung vom 13. Juli 2005, S. 34
<http://www.bmu.de/klimaschutz/downloads/doc/35742.php>
- [4] J. Engelhard/RWE Power AG, *CO₂-Ausstoß senken, Anlagen schützen – die doppelte Herausforderung für Energieversorger*. Fachtagung GSF-Forschungszentrum in München, 16. 02. 05
- [5] *Forschungs- und Entwicklungskonzept für emissionsarme fossil befeuerte Kraftwerke*. Bericht der COORETEC-Arbeitsgruppen. BMWA Dokumentation Nr. 527, Dezember 2003 (Langfassung, S. 12)
<http://www.bmwi.bund.de/BMWi/Navigation/Service/bestellservice,did=28466.html>
- [6] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Tabelle *Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung von 1990 bis 2004 (in Mill. t SKE, PJ und %)*, Stand: 11/2005
www.ag-energiebilanzen.de (siehe unter Daten/ Auswertungstabellen zu den Energiebilanzen mit vorläufigen Daten auch für die Jahre bis 2004)
- [7] Tabelle *Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2004 nach Energieträgern*, DIW Berlin 2005
(Auf der Website www.ag-energiebilanzen.de ist unter Daten/Sondertabellen/ Stromerzeugung seit Februar 2006 die Tabelle für den Zeitraum 1990 – 2005 zu finden.)
- [8] Eigene Berechnungen aus Auflistungen über den Kraftwerksbestand
- [9] *Statistik der Energiewirtschaft*, Ausgabe 2005. VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V., Essen 2005

HERAUSFORDERUNG OFFSHORE-WINDENERGIE – STATUS QUO UND PERSPEKTIVEN

Martin Skiba

REpower Systems AG, Hamburg

Die Windenergienutzung an Land durch Anlagen zur Stromgestehung erlebt seit Mitte der achtziger Jahre eine stürmische Entwicklung. Bedingt durch knapper werdende Standorte und einem deutlich höheren Windenergieangebot drängt die Industrie zunehmend auf das offene Meer. Mit dem rauhen Klima auf hoher See und der Projektgröße sind zahlreiche neue Anforderungen an Hersteller, Investoren und Betreiber verbunden. Neben der Erläuterung der Motivation und der Hintergründe zum Aufbau des Offshore-Windenergiemarktes ging der Beitrag zunächst auf die bisherige Entwicklung und den Status quo von Off-shore-Projekten ein. Die Nennleistung und Rotorgröße der für die Offshore-Nutzung vorgesehenen Windenergieanlagen hat mittlerweile beeindruckende Dimensionen angenommen. Unterschiedliche technische Konzepte der 5MW-Klasse, deren mögliche Fundamenttypen sowie erforderliche Anpassungen an das maritime Umfeld werden aufgezeigt. Weiterhin wurden ökonomische und ökologische Aspekte dargestellt und auf Hemmnisse und Risiken insbesondere der in der deutschen Nord- und Ostsee geplanten Vorhaben hingewiesen. Abschließend vermittelte der Beitrag einen Eindruck über die zu erwartende zukünftige Entwicklung dieses jungen Markts.

SOLARTHERMISCHE KRAFTWERKE – ENDLICH WIRD GEBAUT

Robert Pitz-Paal

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
 Institut für Technische Thermodynamik
 Linder Höhe, D-51147 Köln

1. Einleitung

Solarthermische Kraftwerke gelten seit Ende der achtziger Jahre als geeignete Großtechnologie um insbesondere im Sonnengürtel der Erde günstigen Kraftwerksstrom aus Sonnenenergie zu erzeugen. Seit Anfang der neunziger Jahre speisen Solarkraftwerke 354 MW Spitzenlaststrom, der aus der Mojave Wüste stammt, mit Stromerzeugungskosten von weniger als 15 US-Ct/kWh ins kalifornische Netz. Doch nach der Pleite der israelischen Herstellerfirma LUZ International Limited Ende der achtziger Jahre war es lange still um diese Technologie. Erst die Erkenntnis, dass für einen effizienten Klimaschutz schnell große Kapazitäten an CO₂-freier Stromerzeugung notwendig sind, eröffnete ihr eine neue Chance. Angestoßen durch unterschiedliche Förderprogramme werden inzwischen an unterschiedlicher Stelle auf der Welt wieder solarthermische Kraftwerke gebaut.

Im Folgenden wird zunächst über den aktuellen Status auf den aktuellen Baustellen berichtet und es werden die weiteren Pläne der beteiligten Unternehmen dargestellt. Im Anschluss wird über die F&E-Anstrengungen zur weiteren Kostensenkung berichtet.

2. Erste Kraftwerke im Bau

Die größte Baustelle befindet sich zurzeit in Spanien westlich der Stadt Sevilla in der Nähe des Örtchens San Lucar la Mayor (Abb. 1). Die Firma Solucar, eine Tochter des großen spanischen Anlagenbauers Abengoa, errichtet hier mit Unterstützung der Europäischen Union und unter Beteiligung der deutschen Partner, Ingenieurbüro Fichtner und Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), das solare Turmkraftwerk »PS10« mit einer elektrischen Leistung von 10 MW_{el}. Von den fast siebenhundert Spiegeln (auch Heliostaten genannt), die die Solarstrahlung auf die Spitze eines 80 m hohen Turms konzentrieren sollen, sind zwei Drittel bereits installiert. Auch der Turm steht bereits, so dass – wenn alles weiter im Zeitplan läuft – Mitte 2006 mit der Inbetriebnahme begonnen werden kann. Der Receiver auf der Turmspitze wird zunächst Satttdampf bei moderaten Temperaturen von 260 °C erzeugen und mit einem Energiespeicher ausgerüstet sein, der Wolkenlücken von bis zu einer Stunde überbrücken kann. In einer späteren Ausbaustufe ist daran gedacht, auch

überhitzten Dampf mit höheren Temperaturen zu erzeugen. Der Satttdampf wird ähnlich wie bei Kernkraftwerken direkt auf die Turbine geleitet und in Strom umgewandelt. Solucar rechnet mit Jahreswirkungsgraden¹ von mehr als 16 % (brutto, ohne Eigenverbrauch). Bei Gesamtinvestitionen von etwa 36 Mio. € ist die Wirtschaftlichkeit dieser ersten Anlage nicht allein durch das spanische Einspeisegesetz, das für den erzeugten Strom etwa 22 €-Ct/kWh vergütet, zu gewährleisten. Das Projekt benötigt vielmehr eine zusätzliche Förderung von etwa 7 Mio. €, die durch die Europäische Union und nationale und regionale spanische Programme bereitgestellt wird.



Abb. 1: „PS10“, das erste kommerzielle solarthermische Kraftwerk in Spanien befindet sich im Aufbau

Immerhin 1 MW an elektrischer Leistung soll ein neues Parabolrinnenkraftwerk in Arizona (USA) erzeugen, das sogar zur Zeit in Betrieb genommen wird. Die eingesammelte Solarwärme treibt eine ORC-Turbine an. Die Anlagen verwenden statt Wasserdampf ein organisches Fluid als Medium, eine Technik, die auch in der Geothermie eingesetzt wird. Die Anlage soll ohne Personal vor Ort auskommen und sich ferngesteuert betreiben lassen.



Abb. 2: Grundsteinlegung des 65 MW Parabolrinnenkraftwerks in Nevada im Februar 2006

¹ Der Wirkungsgrad ist die jährlich erzeugte elektrische Energie bezogen auf die Direktstrahlung, die auf die Spiegelfläche einfällt

Das Projekt wird von dem amerikanischen Unternehmen Solargenix entwickelt, Spiegel und Absorberrohre stammen aus deutscher Fertigung, der ORC-Kreislauf kommt aus Israel (Firma Ormat). Solargenix hat inzwischen auch mit dem Bau eines 65-MW-Parabolrinnenkraftwerks in Nevada begonnen, das 2007 ans Netz gehen soll. Die Grundsteinlegung erfolgte am 10. Februar 2006 (Abb. 2). Erst kürzlich hat das spanische Unternehmen Acciona Energía die Mehrheit der Firmenanteile von Solargenix übernommen. Wichtige Komponenten wie Spiegel, Receiver und Turbine stammen aus deutscher Produktion.

Auch in Australien tut sich etwas. Hier sammeln in einer ersten Ausbaustufe neu entwickelte Fresnelkollektoren der Firma Solar Heat and Power etwa 1 MW an thermischer Energie, die dann in ein 650-MW-Kohlekraftwerk eingespeist werden. Die Energie ersetzt hochwertigen Dampf, der normalerweise aus der Turbine des Kraftwerks abgezapft wird, um das Speisewasser vorzuwärmen. Nach erfolgreicher Inbetriebnahme in diesem Jahr ist ein weiterer Ausbau bereits beauftragt. Insgesamt sollen so 38 MW an äquivalenter elektrischer Leistung durch die Solarkollektoren bereitgestellt werden.

3. Zahlreiche Projekte in Planung

Glaubt man den Ankündigungen der involvierten Industrie, so zum Beispiel beim CSP Industry Forum im August auf der International Solar Energy Conference 2005 in Florida, so ist dies nur die Spitze eines Eisberges einer Vielzahl von solarthermischen Kraftwerksprojekten, die in Kürze rund dem Globus errichtet werden. Dass es sich dabei nicht nur um einen Marketing-Gag handelt, erkennt man schon daran, dass bereits langfristige Stromlieferverträge mit den Energieversorgern abgeschlossen wurden, oder entsprechende Anmeldungen für die Einspeisevergütungen erfolgt sind, Grundstücke gekauft oder gepachtet wurden, Netzeinspeisepunkte vereinbart, Umweltgenehmigungen erteilt und Finanzierungen auf den Weg gebracht wurden.

Allein in Spanien plant die deutsche Solar Millennium-Gruppe sieben 50-MW-Parabolrinnenkraftwerke, für zwei davon ist die Projektentwicklung schon abgeschlossen und der Baubeginn steht kurz bevor. Der spanische Anlagenbauer Abengoa plant weitere Systeme mit einer Gesamtleistung von mindestens 100 MW. Der Energieversorger Iberdrola, der sehr aktiv im Windparkgeschäft ist, hatte kürzlich angekündigt, sieben Kraftwerken mit einer Gesamtleistung von 350 MW an verschiedenen Standorten zurzeit parallel zu entwickeln (Abb. 3). Da es im Moment darum geht, sich die besten Standorte zu sichern, erfolgen weitere Entwicklungen zum Teil ohne große Ankündigungen. Die Auswirkungen sind offensichtlich: die spanische Regierung hat durch den Druck weiterer Marktteilnehmer den bislang geltenden Deckel von 200 MW für die aktuellen Förderbedingungen im August 2005 auf 500 MW angehoben. Die amerikanische Firma SES verkündete erst kürzlich den

Vertragsabschluss mit einem kalifornischen Energieversorger für Dish-Stirling-Systeme mit einer Leistung von insgesamt 850 MW, die stufenweise bis zum Jahr 2010 errichtet werden sollen (insgesamt etwa 38.000 Einheiten). Dazu kommt, dass die seit einigen Jahren von der Weltbank ausgeschriebenen Projekte in Marokko nach Veröffentlichung einer neuen internationalen Ausschreibung wieder an Fahrt gewonnen haben. Auch Israel, Australien, Algerien und der Iran bereiten weitere Projekte vor.

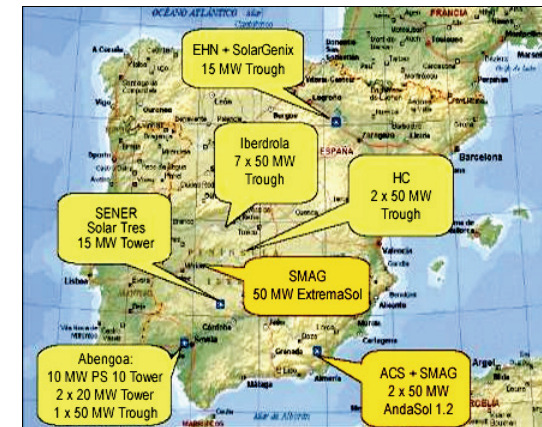


Abb. 3: Zahlreiche solarthermische Projekte befinden sich in Spanien in der Entwicklung

Es ist anzunehmen, dass die erfolgreiche Inbetriebnahme erster Projekte die weitere Ausbreitung erheblich beschleunigen wird, da die Risiken plötzlich greifbar und damit quantifizierbar werden. Dabei ist erfreulich zu beobachten, dass weltweit eine Reihe von Projektentwicklungsgesellschaften und Investorengruppen in das Thema „Solarthermische Kraftwerke“ eingestiegen sind, so dass sich inzwischen die Vielzahl der entwickelten Projekte kaum noch nachhalten lässt. Dies wird zu mehr Wettbewerb führen, der dann auch hilft, die Kosten zu senken.

Die Preise für Strom aus diesen ersten solarthermischen Kraftwerken liegen heute zwischen 15 und 25 €/kWh abhängig von Standort und Größe. Die Industrie glaubt, sie bei Installation von 5 GW um mehr als die Hälfte senken zu können und damit die ersten voll wettbewerbsfähigen Nischenmärkte zu erreichen. Je nach erreichbarer Ausbaudynamik sollte dies in den nächsten 10 bis 15 Jahren möglich sein. Dem Zweck, dieses Ziel zu erreichen, dient auch die so genannte »Global Market Initiative« (GMI), die von Ministern, Vize-Ministern oder Gouverneuren aus elf Ländern unterschrieben worden ist (Algerien, Ägypten, Deutschland, Jordanien, Marokko, Israel, Jemen, Spanien, Italien, Neu-Mexiko, Arizona). Hier will man, basierend auf den ersten erfolgreichen Projekten, gemeinsam die

Randbedingungen für eine erfolgreiche Markteinführung gestalten. Ein globaler Markt wird auf der anderen Seite das Interesse bei global agierenden Unternehmen erhöhen und somit Wettbewerb und Kostensenkung vorantreiben.

4. Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten

4.1 Solar Direktverdampfung

Die solare Direktverdampfung in Parabolrinnenkollektoren ist eine aussichtsreiche Option zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit solar-thermischer Kraftwerke [1]. Während bei herkömmlichen Parabolrinnenkraftwerken ein Wärmeträgeröl im Kollektorfeld erhitzt wird und seine Energie in einem Wärmeübertrager an den eigentlichen Dampfkraftprozess abgibt, wird bei der solaren Direktverdampfung der benötigte Dampf direkt im Kollektorfeld erzeugt. Da auf alle Öl-spezifischen Komponenten verzichtet werden kann, sinkt das Investitionsvolumen. Gleichzeitig kann die Prozesstemperatur und damit der Wirkungsgrad gegenüber der Öl-Technologie erhöht werden.



Abb. 4: 700 m Versuchsstrang eines direktverdampfenden Parabolrinnenkollektors auf der Plataforma Solar in Almería in Südsanien

Im Rahmen des Europäischen DISS-Projektes konnte die Einsatzfähigkeit der solaren Direktverdampfung in mehr als 6000 Stunden an der DISS-Testanlage auf der Plataforma Solar de Almería eindrucksvoll demonstriert werden (Abb. 4). Als wesentliche Ergebnisse sind hervorzuheben:

- Verifizierte Modelle der thermohydraulischen Vorgänge im solaren Dampferzeuger sind verfügbar

- Sicherer Betrieb und Regelbarkeit bei stationären und transienten Bedingungen wurden nachgewiesen
- Frischdampfzustände bis 100 bar/400 °C werden erreicht.

In aktuellen Arbeiten liegt der Schwerpunkt auf der Prozess- und Komponentenoptimierung.

Bei den bisherigen Untersuchungen hat sich das Rezirkulationskonzept als bevorzugte Betriebsweise für das Kollektorfeld herausgestellt. Hier wird der Kollektorstrang durch einen Abscheider in einen Verdampfer- und einen Überhitzerbereich getrennt. Dem Abscheider kommt hier eine zentrale Bedeutung zu. Er soll eine effiziente Phasentrennung bei geringen Druckverlusten und Investitionen aufweisen. Gleichzeitig muss ein Kompromiss zwischen gewünschter Speicherfähigkeit und gutem Anfahrverhalten gefunden werden. Zu diesem Zweck haben das DLR und die Siemens AG kompakte Wasser-Dampf-Abscheider entwickelt und an der DISS-Testanlage eingesetzt. Die untersuchten Prototypen erreichen mit Druckverlusten von deutlich weniger als 1 bar und Abscheidegraden von über 95 % die gesetzten Erwartungen, haben sich im Betrieb bewährt und stehen kurzfristig für den Einsatz in ersten Demonstrationskraftwerken zur Verfügung. Bereits mit den ersten Prototypen wurde das Kostenziel von 10000 € für diese Wasser-Dampf-Abscheider unterschritten, sodass für künftige Serienprodukte noch günstigere Preise zu erwarten sind.

Bei der Prozessoptimierung der solaren Direktverdampfung kommt der dynamischen Simulation des Kollektorfeldes eine besondere Bedeutung zu. Am DLR Institut wurde eine Modellbibliothek für die Simulationsumgebung Dymola/Modelica entwickelt, in der alle relevanten Komponenten für Kollektorfelder mit solarer Direktverdampfung enthalten sind [2]. Dieses Modell wurde mit Messdaten validiert. In aktuellen Projekten wird dieses Werkzeug dazu verwendet, Reglerstrukturen für Kollektorfelder zu entwickeln und zu optimieren. Ein weiteres Anwendungsfeld der dynamischen Simulation ist die Untersuchung und Optimierung wiederkehrender Prozessabläufe wie des Anfahrvorgangs am Morgen. Ziel ist es, die Zeit des Anfahrvorganges zu minimieren und damit die Zeit der Stromproduktion zu verlängern. Nach Möglichkeit sollen diese wiederkehrenden Abläufe automatisiert werden.

Aufgrund der positiven Betriebserfahrungen mit der solaren Direktverdampfung an der DISS-Test-Anlage wurden mit einem Europäischen Konsortium die Planungen für ein erstes Demonstrationskraftwerk mit einer Leistung von 5 MW begonnen. Im Rahmen dieser Arbeiten liefert das DLR wesentliche Beiträge zur Auslegung des Kollektorfeldes, der Definition der Betriebsabläufe und der Ermittlung des jährlichen Stromertrages für verschiedene Standorte. Gleichzeitig beteiligt es sich an der Entwicklung eines Absorberrohres, das für den Einsatz bei Temperaturen bis 500 °C geeignet ist.

Im Zusammenhang mit der solaren Direktverdampfung bestehen zahlreiche Kooperationen mit nationalen und europäischen Partnern. Auf deutscher Seite wird mit SCHOTT, Flagsol, Siemens, KK&K, FhG/ISE, ZSW und Solar Heat and Power Europe (SHP) zusammen gearbeitet. Auf europäischer Ebene sind Ciemat, Iberdrola, INITEC und INABENSA wichtige Partner.

Speichertechnik für Direktverdampfung

Für Anwendungen die eine Energiezufuhr bei konstanter Temperatur benötigen, sind Latentwärmespeicher besonders geeignet, da sie eine Phasenumwandlung – z.B. fest/flüssig eines Phasenwechselmaterials (PCM - „Phase Change Material“) – ausnutzen und hierdurch große Wärmemengen in einem schmalen Temperaturbereich speichern können. Besonders für dampfbetriebene Prozesse sind Latentwärmespeicher eine äußerst attraktive Option, wenn die Phasenwechsel von Arbeits- und Speichermedium entsprechend angepasst werden.

Die laufenden Entwicklungen von Phasenwechselspeichern zielen auf die Anwendungsbereiche solarthermische Parabolrinnenkraftwerke mit Direktverdampfung (Temperaturbereich 300-400 °C) und industrielle Prozesswärme (Temperaturbereich 100-300 °C) [3]. Das Hauptproblem bei der technischen Umsetzung der Latentwärmespeicherung liegt in der unzureichenden Wärmeleitfähigkeit der verfügbaren Speichermedien (typischerweise 0,5-1 W/(mK)). Zum Erreichen einer ausreichend hohen Wärmestromdichte bzw. Lade- und Entladeleistung werden daher entweder sehr große, unwirtschaftliche Wärmeübertragungsflächen oder Speichermedien mit erheblich höherer Wärmeleitfähigkeit benötigt.

Die Firma SGL Technologies hat mit Unterstützung des DLR neuartige, hochleitfähige Salz/Graphit Verbundmaterialien entwickelt. Bisher wurden Lithium-, Kalium- und Natriumnitrat und deren binäre Mischungen eingesetzt, womit der Bereich zwischen 130-350 °C abgedeckt werden kann. Als Wärmeleitmatrix wird expandierter Graphit eingesetzt, der für zahlreiche technische Anwendungen zum Einsatz kommt. Für die Wärmespeicherung wird dessen hohe Wärmeleitfähigkeit und Porosität genutzt.

Die derzeit getesteten Salz/Graphit Verbundmaterialien mit Massenanteilen von 15% Graphit werden durch Infiltrationstechnik oder durch Verpressen hergestellt. Die hierfür ermittelte Wärmeleitfähigkeit liegt im Bereich von 4-15 W/(mK). Damit stehen erstmalig Speichermedien zur Verfügung, die die Realisierung wirtschaftlicher Latentspeicher für höhere Temperaturen ermöglichen.

Für die Anordnung des Speichermaterials sind – angepasst an die jeweiligen Prozessanforderungen – drei Grundkonzepte entwickelt worden (Abb. 5). Im Rahmen der laufenden Projekte erfolgt die Validierung im Leistungsbereich von 10 kW, dem sich dann die Erprobung im Solarbetrieb bei 100 kW anschließt.

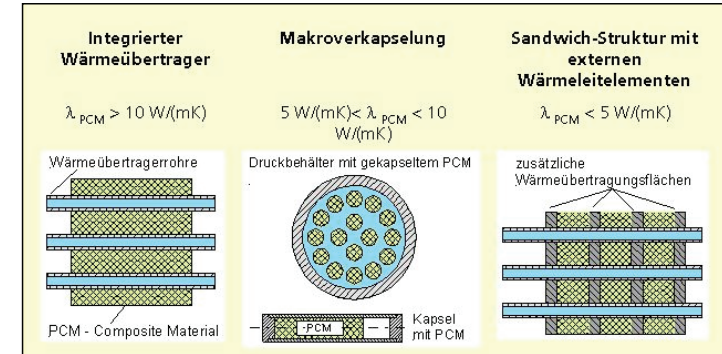


Abb. 5: Verschiedene Konzepte zur Verwendung von Salz/Graphit Verbundmaterialien als Wärmespeicher für dampferzeugende Solarsysteme

4.2 Solare Gasturbine

Zur Erzielung hoher Wirkungsgrade mit Gasturbinenprozessen sind hohe Turbineneintrittstemperaturen erforderlich. Somit müssen die solaren Strahlungsempfänger (Receiver) hohe Auslasstemperaturen bei niedrigen Verlusten erreichen. Weiterhin ist ein Konzept für die Leistungsskalierung und weitere Kostenreduktionen der Komponenten erforderlich (Abb. 6). Zwei unterschiedliche Receivertypen mit unterschiedlichen Einsatzbereichen werden entwickelt: volumetrische Druckreceiver und Rohrreceiver.

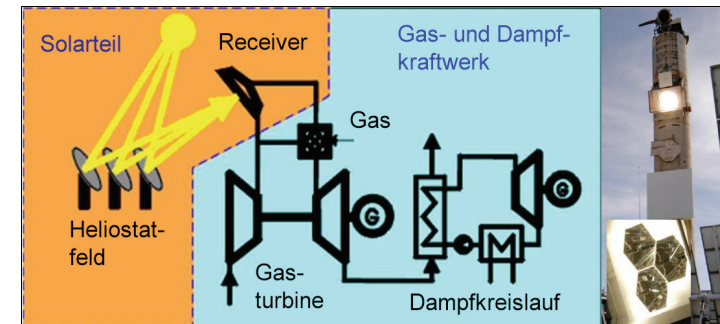


Abb. 6: Konzept zu einem solaren Gas- und Dampfturbinenkraftwerk und die erste Demonstration im 250 kW-Maßstab auf der PSA

Volumetrische Druckreceiver wandeln die Strahlung in einer hochporösen Absorberschicht in Wärme um und geben diese durch erzwungene Konvektion an die durchströmende Luft ab [4,5]. Hierzu wird die konzentrierte Solarstrahlung durch ein transparentes gewölbtes Quarzfenster auf den in einem Druckkessel befindlichen Absorber geleitet. Zur Leistungskalibrierung werden Sekundärkonzentratoren vorgeschaltet, die aufgrund der sechseckigen Eintrittsöffnung eine lückenlose Anordnung vieler Module im Brennfleck eines Solarturm-Kraftwerkes ermöglichen.

Folgende Meilensteine wurden erreicht:

- Erhöhung der Luftaustrittstemperatur auf über 1000 °C bei Drücken bis 15 bar
- Erhöhung des Sekundärkonzentrator-Wirkungsgrades auf 90% durch neuartige konstruktive Lösungen
- Demonstration des Systembetriebs von Receiver und Gasturbine mit Bestätigung der einfachen Regelbarkeit des solar-hybriden Gesamtsystems.

Die Steigerung der Receivertemperatur konnte durch die Entwicklung einer externen Fensterkühlung erreicht werden, die die Spitztemperatur des Quarzfensters unter 800 °C hält. Durch Anblasen mit mehreren Luftstrahlen mit periodischem Wechsel wird das Fenster effizient gekühlt. Aufgrund der Inhomogenität der Solarstrahlung treten im Absorber Temperaturspitzen bis über 1200 °C auf, die neue Entwicklungen zur Halterung der porösen keramischen Absorbersegmente erforderten.

Die Steigerung des Wirkungsgrades des Sekundärkonzentrators konnte durch die Entwicklung eindimensional gekrümmter Spiegelsegmente mit integrierten Kühlkanälen erreicht werden. Wesentlich für den hohen Wirkungsgrad ist weiterhin der Übergang von der Sechseck-Eintrittsapertur auf ein 18-Eck als Austrittsapertur.

Die Receivermodule werden in Serie verschaltet und arbeiten damit bei unterschiedlichen Temperaturniveaus. Dies ermöglicht im unteren Temperaturbereich bis etwa 600 °C den Einsatz kostengünstiger metallischer Rohrreceiver. Ein derartiger Rohrreceiver wurde entwickelt und bei Temperaturen bis 650 °C mit überzeugenden Ergebnissen betrieben.

Zur Systemdemonstration hat das DLR gemeinsam mit internationalen Projektpartnern (ORMAT, SOLUCAR, CIEMAT) ein komplettes solar-hybrides Testsystem erstellt, bestehend aus drei Receivermodulen (ein Rohrreceiver, zwei volumetrische Receiver) sowie einer modifizierten Gasturbine. Der Betrieb dieses Gesamtsystems bei Netzeinspeisuleistungen bis 230 kW konnte im Wesentlichen die erwarteten Leistungskennwerte bestätigen. Die Tests erfolgten in der Solarturm-Anlage der PSA.

4.3 Systemtechnik für solar-hybride Gasturbinenkraftwerke

Zur Simulation solar-hybrider Gasturbinensysteme wurden Software-Tools mit dem Ziel entwickelt oder erweitert, durch systematische Optimierung der Systemkonfiguration Jahreserträge zu steigern und zu erwartende Systemkosten zu reduzieren. Diese Simulationen betrafen insbesondere die Modellierung der neuen Receiver Typen (volumetrische Druckreceiver und Rohrreceiver) mit Sekundärkonzentratoren und auch die Implementierung der Kraftwerkskomponenten, vor allem Gasturbinen- und Kombikraftwerksmodelle.

Zunächst werden mit einem Optimierungsprogramm unter vereinfachenden Annahmen verschiedene Konfigurationen der Solarkomponenten analysiert und eine optimale Konfiguration ausgewählt. Anschließend erfolgt für die ausgewählte Konfiguration eine detaillierte Jahresanalyse der Betriebsdaten (Kosten für Investition und Betrieb, Jahresproduktion). Anhand dieser Analyse werden die solaren Stromgestehungskosten bestimmt.

Die Simulationsmodelle wurden auch zur Optimierung der Receiveranordnung genutzt. Die Anwendung von Sekundärkonzentratoren führt wegen des eingeschränkten Akzeptanzwinkels zu eher lang gestreckten Heliostatenfeldern als Optimum. Werden die Receiver jedoch in so genannten Clustern angeordnet, die jeweils in unterschiedliche Bereiche ausgerichtet werden, so kann das Heliostatenfeld wesentlich verkleinert werden. Diese als Mehraugenkonfiguration bezeichnete Anordnung weist deutlich niedrigere Gestehungskosten auf als die Einaugenkonfiguration (Abb. 7).

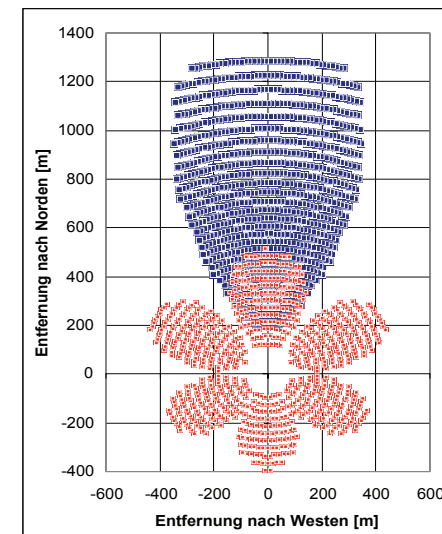


Abb. 7: Optimierte Feldauslegung für ein Mehraugenkonzept eines solaren Gasturbinensystems

Zur Verifikation des Kostenreduktionspotenzials solar-hybrider Gasturbinenkraftwerke wurden optimale Kraftwerkssysteme ausgelegt und hinsichtlich der zu erwartenden Kosten analysiert. Die Ergebnisse belegen, dass ein nennenswertes Kostenreduktionspotenzial existiert. An guten Standorten können zukünftig solare Stromgestehungskosten von unter 0,06 €/kWh erreicht werden.

Diese niedrigen Stromgestehungskosten sind erst bei großen Anlagenleistungen erreichbar. Die Markteinführung der Technologie wird aber bei kleinen Leistungen beginnen, bei denen Kombikraftwerke nicht sinnvoll zu betreiben sind. In diesem Leistungsbereich stellt die solarunterstützte Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eine interessante Alternative dar. Bei kleinen Gasturbinen mit Rekuperator (Mikroturbinen) kann die Abwärme zur Erzeugung von Prozesswärme oder -kälte (Klimatisierung) genutzt werden. Daraus resultiert wiederum ein sehr hoher Gesamtwirkungsgrad. Die Entwicklung konzentriert sich daher zurzeit auf kleine Systeme mit KWK-Nutzung. Ein Erfolg konnte durch die Beteiligung an einem Projekt der Firma SHAP in Empoli, Italien, erzielt werden. SHAP errichtet für ein Krankenhaus eine solar unterstützte KWK-Anlage mit Mikroturbine. Die Abwärme wird zur Klimatisierung und Heißwassererzeugung eingesetzt. Das DLR ist an dieser Anlage mit Auslegung der Solarkomponenten sowie der Lieferung von zwei volumetrischen Druckreivern mit Sekundärkonzentrator beteiligt.

Literatur

- [1] Pitz-Paal R., et al.: *Development Steps for Concentrating Solar Power Technologies with Maximum Impact on Cost Reduction*. Proceedings of ISEC2005 ASME International Solar Energy Conference, August 6-12, Orlando, Florida, ISEC2005-76126
- [2] Eck, M., Steinmann, W.-D.: *Modelling and Design of Direct Solar Steam Generating Collector Fields*. Journal of Solar Energy Engineering, Vol. 127, August 2005, 371-380
- [3] Tamme, R., Steinammmn, W.-D.; Laing, D. *High Temperature Thermal Energy Storage Technologies for Parabolic Trough*, Journal of Solar Energy Engineering, 126, 2 (2004), 794-800
- [4] Fend, T.; Becker, M., Hoffschmidt, B., Pitz-Paal, R., Reutter, O., Stamatov, V., Steven, M., Trimis, D.: *Theoretical and Numerical Investigation of Flow Stability in Porous Materials applied as Volumetric Solar Receivers*. Proceedings of SolarPACES 12th International Symposium, October 6-8, 2004, Oaxaca, Mexico, 7-208
- [5] Fend, T., Pitz-Paal, R., Reutter, O., Bauer, J., Hoffschmidt, B.: *Two novel high-porosity materials as volumetric receivers for concentrated solar radiation*. Solar Energy Materials & Solar Cells 84 (2004), 291-304

Hinweis: Teile des Textes und der Bilder wurden mit Zustimmung der Autoren entnommen aus :

- Robert Pitz-Paal, *Solarthermische Kraftwerke, endlich wird gebaut*, Sonne, Wind & Wärme, 11/05, p 32 - 37
- Robert Pitz-Paal, *Solarforschung*, DLR Statusbericht 2000-2005, Institut für Technische Thermodynamik, DLR, 2006
- Rainer Tamme, *Thermische Prozesstechnik*, DLR Statusbericht 2000-2005, Institut für Technische Thermodynamik, DLR, 2006

**LOW COST BUT TOTALLY RENEWABLE ELECTRICITY SUPPLY
FOR A HUGE SUPPLY AREA
– A EUROPEAN/TRANS-EUROPEAN EXAMPLE –**

Gregor Czisch and Jürgen Schmid

Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), Universität Kassel, Germany

Abstract

Diminishing natural resources and global climate change are threatening the peaceful course of human development. A fundamental prerequisite for alleviating these dangers is to convert our energy system to renewable generation technologies that neither consume exhaustible resources nor degrade environmental quality despite continuous operation. Therefore also the questions have to be answered how the future electricity system should be structured, which techniques should be used and, of course, how costly the shift to a renewable electricity might be. This also raises the question how far we can get with the existing technologies and what costs are to be expected if one applies them at their today's costs, as a worst case assumption. It is apparent that only taking into account currently available technologies at their actual costs constitutes a worst-case cost assumption, since future developments will unquestionably improve economic performance. On the other hand, it is a conservative approach not overstressing the phantasy with optimistic cost assumptions and therefore it is a sound basis for further considerations. These questions have constituted the focus of a study to determine the optimum cost of an electricity supply realized for Europe and near-proximity Asian and African regions [Czi 05]. In the supply area considered currently are living about 1.1 billion inhabitants with a total annual electricity consumption of about 4000 TWh. The approach includes the option of supplying electrical energy to national economies not only or mainly from domestic resources but likewise in cooperation with neighbouring countries and distant regions using transmission systems to interconnect all participants within a wide-supply area containing huge renewable energy resources. The freedom for international cooperation between the nations opens up for synergetic benefits. Many of the nations within the area of consideration are emerging nations bounding on Europe with renewable potentials far in excess of national demand. Due to this circumstance, the possibilities of wide-area interconnection promise unprecedented economic and technical benefits for all participating nations. The investigations have confirmed that a totally renewable electricity supply is well within the range of current technology, delivering the electricity at costs if at all only slightly above the current cost of electricity even if future equipment cost reductions are neglected.

These findings have resulted from a computational optimisation process determining the system configuration as well as the temporal dispatch (on a annual three-hourly basis) of all power plants and other components, thus establishing a minimum-cost system on a very detailed basis. The resulting optimal configuration is a system dominated by wind power that incorporates generation at good wind sites throughout the entire supply area. A HVDC (High Voltage Direct Current) transmission system connects these wind sites with the centres of demand while also integrating existing hydropower storage facilities, thus providing backup capacities that are enhanced by regional biomass power and given additional support by solar thermal electricity production.

Other system configurations have been determined for scenarios with reduced investment costs for various technologies (e.g. Photovoltaics). Further scenarios demonstrate the influence of possible new technologies or of particular restrictions imposed, for example, on transnational electricity exchanges. The purpose of these additional scenarios is to obtain a broader view of various possibilities for a future electricity supply employing renewable energies and thus to provide a basis for political decision. The scenarios show that the shift towards a totally renewable electricity system is much less a technical or economic problem, but instead almost entirely a matter to be resolved by the necessary evolution of political attitudes and subsequent political decisions.

The most important insights derived from this study is that an entirely renewable electricity supply is possible using current technologies while the cost of electricity does not need to be much above today's costs of electricity or may even be lower. The scientific results of the scenarios make it quite clear that it is now the responsibility of the political sector to take appropriate measures. From the scenarios one can also conclude that a Trans-European renewable electricity supply would open up interesting development strategies for poorer neighbouring states of Europe and in Europe. Furthermore it can be anticipated that the results, in principle, can be transferred to other world regions.

1. Overview

The renewable energy potential within Europe's borders would actually be almost capable of satisfying current electrical energy demand. Wind energy is already close to being economically competitive and exhibits a huge technical potential throughout the continent. Due to high population densities, however, any major expansion of wind capacities within the European Union would be confronted with far greater impediments than those encountered in deserts, steppes, tundra, and other regions largely devoid of human settlement.

For example, the available wind energy potentials on land sites in Germany are theoretically adequate for replacing 17% of existing electricity generation, yet implementation is becoming increasingly more expensive, since the most favourable sites are already being employed. The use of local photovoltaic (PV) installations appears very costly at current prices. An additional major energy source of the future will be offshore wind power, the potential of which is frequently underestimated. It would generally be advisable to exploit the wind resources of all EU member states. Remarkably, however, areas with the greatest wind potential such as Great Britain and neighbouring Norway have achieved only modest growth in the past [IEA 03] [WpM 03]. Even if capacities were appreciably expanded, the effects of fluctuating output could be accommodated by existing power stations in those countries for many years up to relatively high proportions of the total electricity production, as is already being experienced in Denmark, Germany and Spain. As long as the total contribution from wind energy lies below 20%, no insurmountable problems may be anticipated (s. e.g. [Gie 00]). If the power industry is dominated by storage hydropower plants, such as in the case of Norway, even greater contributions of wind energy may be easily tolerated. Yet exceeding inherent system limitations would ultimately necessitate major grid reinforcement to smooth regional fluctuations, thereby combining the characteristics of production within different regions, supplanting the low capacities generally encountered in thinly populated regions, and consequently allowing a much greater contribution of renewable energies to be achieved. Until neighbouring countries become interested in exchanging significant amounts of wind electricity to achieve the mutual benefits of smoother temporal characteristics, and until the huge potentials in distant foreign countries are tapped, however, the contribution of wind power in countries such as Germany, which is already approaching its installation limits, cannot be expected to grow significantly.

The most interesting additional resources are therefore the huge potentials of wind and solar energy beyond the borders of the EU. Both can complement varying seasonal capacities elsewhere. In the case of wind power, for instance, the coastal regions of Morocco and Mauritania are particularly advantageous due to their summer peaks in production, which are the reverse of seasonal conditions in Europe. Solar electricity from concentrating parabolic arrays could likewise complement the output of wind farms in Germany, both inland and offshore. Since electricity demand is growing more rapidly in Morocco than in EU countries, wide-area utility services could be initiated using environmentally benign technologies for local generation [DOE 02]. The immediate EU neighbour Spain is likewise experiencing above-average growth of electricity consumption and would thus be the predestined partner for initiating transnational trade in renewable energies. Even after the costs and losses of currently available transmission equipment had been imputed, wind and solar electricity could be conveyed in a cost-effective manner over distances of more than 5000 km to central Europe. The price of wind power would be

significantly lower than if produced e.g. in Germany at typical generation sites, while the price of concentrated solar electricity generation could still be competitive with domestic inland wind power if the entire range of German wind sites on land were being employed. In addition, a supply system extending beyond the EU would permit a full renewable energy supply to be realized for the EU and its cooperating partners. By embarking onto such a large-scale renewable energy strategy, a new form of economic cooperation with developing nations could be achieved to the advantage of all parties (s. also [Czi 99] and [BBB+ 03]).

2. Electricity Transmission

Transmission technologies will play a key role in any system employing widespread renewable resources for a common supply. Current transmission capacities between EU countries and to adjacent regions are entirely inadequate for transferring the quantities of electricity required for a complete renewable electricity supply. For example, the northern German grid would already be overloaded in the near future, if current plans for a massive realization of offshore wind farms would be realised without grid enforcements [IGW 01] [NDN 01] [BDH+ 03]. Capacity expansion should thus take into account the prospect of transmission over thousands of kilometers using the particularly appropriate high-voltage DC (HVDC) grid technology (s. also [ABB 01]).

The following treatment of transmission costs and losses assumes a HVDC capacity of about 5 GW for a single line. For the purpose of analysis, the city of Kassel near the geographical centre of Germany has been selected as the terminal point of the HVDC line. Costs of 60 €/kW for each of the converter stations at both ends of the line as well as 70 €/(kW 1000 km) for (double bipolar) HVDC overhead transmission lines and 700 €/(kW 1000 km) for ocean cable have been assumed (s. also [Häu 99]). The relative transmission losses at full load are 4%/1000 km in the lines and 0.6% at each converter. The losses are greatly dependent on electrical loading and have been treated accordingly. The life expectancy has been conservatively estimated at 25 years for cost calculation purposes (more than 100 years lifetime is realistic for overhead lines [Wan 03]). A real interest rate of 5% has been assumed, and the annual operating costs have been set at 1% of the initial investment costs. With transmission line lengths assumed to require extended distances due to the inevitable geographic limitations of direct routes, a rated transmission capacity equal to the rated power of the wind and solar generators is employed. (The rated power of the transmission lines is about 50% below the thermal transmission limit, which is worth to be mentioned since it involves an inherent technical immunity against faults.) The same specific cost figures for the converters and the transmission lines as well as the interest rate and the computational lifetime are used for the individual scenario calculations.

3. Potentials of Wind and Solar Energy

The potentials of wind power and solar electricity production from PV and concentrating solar power stations are discussed in the following. Except where otherwise indicated, the calculations are based on meteorological data of the European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF) and, in the case of solar energy, also on data of the National Centre for Environmental Prediction (NCEP) and the National Centre for Atmospheric Research (NCAR) [ERA-15] [NCEP 99].

3.1 Potentials of Wind Energy

The potentials of national wind energy are dependent not only on prevailing wind conditions but also on factors such as population density or nature preserves and other restrictions. According to [Qua 00], for instance, the realizable wind power capacity on land sites in Germany can correspondingly be estimated at 53.5 GW. A total annual wind power production of about 85 TWh is assumed to be achievable as a result. This figure represents about 17% of total consumption (approx. 490 TWh) and is equivalent to 1600 full-load hours (FLH) of wind power per year. The additional offshore wind potential is taken to be about 79 TWh at nearly 3400 FLH [Qua 00]. In another study, the German offshore wind potential is given as approx. 240 TWh [GMN 95], even though a maximum distance of 30 km has been assumed between the offshore wind turbines and the coastline. This limitation has been rendered superfluous by more recent planning (s. e.g. [BSH 04]), so that a far greater potential may be assumed. If only locations are considered where the water is not deeper than 40 meters, with offshore turbines erected entirely at locations not previously declared nature preserves, military zones, or otherwise unavailable, a “conflict-free” potential of about 67 TWh results according to [IGW 01]. These assumptions may be considered particularly conservative. Permit applications have already been made for water depths of 45 meters [BSH 04], opening the way to a high multiple of “conflict-free” sites compared with the above considerations. Nature preserves and areas used by the military have also come under consideration [BSH 04]. Consequently, the yearly production of several hundred TWh is easily imaginable. In addition, the German portion of potential wind power sites in the North Sea makes up only about one-eighth of the total area with a depth of less than 50 meters (s. also [Czi 00]). Considering the use of the southern North Sea with Denmark’s northern tip as the northernmost point, an area of roughly 200’000 square kilometers with sea floor depths less than 45 meters can be found [Czi 00]. Here theoretically, neglecting all restrictions, an area sufficient for 1600 GW of rated offshore wind power would be available for generating up to 6000 TWh of electricity. This is roughly three times EU consumption, thus demonstrating that even after taking major restrictions into account a huge North Sea potential might still be realisable. Furthermore,

shallow areas in other European seas with abundant wind resources would cover more than two times the area of the southern North Sea [Czi 00]. Greenpeace has recently published a scenario in which a capacity of 237 GW offshore wind power would be installed in EU coastal regions by 2020 to produce more than 720 TWh, while covering only 3.4% of the area available after all constraints had been taken into account [Gre 04]. Notwithstanding differing estimates of potential, a significant contribution to electricity production is harnessable. The full use of offshore wind energy necessitates a wide spectrum of cooperative measures among European countries for arriving at the most favourable scheme of implementation.

According to conservative estimates of the Danish company BTM Consult, the technical wind power potential of land sites within the EU and Norway is 630 TWh, corresponding to 315 GW of installable wind capacity [EWEA 99]. The very simplified assumption has been made in this case that all turbines would be delivering 2000 FLH a year, meaning they would operate at an effective average capacity of roughly 23% at each site. In relation to the total electricity consumption within the EU of about 2350 TWh (with Norway, 2450 TWh), this technical potential could thus be harnessed to fulfil about one-fourth of electrical energy demand [DOE 02]. Another particularly detailed analysis of the wind conditions at a relatively narrow strip of land along the Norwegian coastline determined a technical potential of 1165 TWh at an average turbine load of 2900 FLH, not considering any possible restrictions, with the most favourable sites producing 156 TWh from turbines delivering an average of 4100 FLH [Win 03]. According to conservative estimates drawn from meteorological data of the ECMWF ([ERA-15]) used for calculations providing the data base of the scenarios, a selection of wind sites within the European Union could generate about 400 TWh of wind energy with an average turbine performance of 2670 FLH using about 150 GW of total installed capacity, taking into account restrictions due to densely populated areas. Under the particularly favourable meteorological conditions prevailing in Ireland and Great Britain, far more electricity from wind power could be produced than estimated here. Due to the conservative assumptions adopted, however, their contribution has been limited to 25% of the total capacity installed in the EU and Norway. The respective electricity generation under these conditions would equal 32% of the electricity consumed in Ireland and Great Britain. In other countries, by contrast, the corresponding figure lies below 10% of domestic consumption. As previously mentioned, an annual average turbine operation of roughly 2700 FLH can thereby be achieved, whereas an even distribution of wind generators within the EU would only allow approx. 2000 FLH to be realized [Gie 00]. If in fact the total achievable potential for Great Britain and Ireland could be exploited, the generated electricity would slightly exceed their current demand. To insure that these possibilities may be realized, the transmission grid to neighbouring countries should be expanded in response to the growing use of wind energy to anticipate and stimulate the multilateral integration of wind power capacities.

The land-based wind power potentials in the EU are limited to the estimated levels identified above, due less to technical and meteorological restrictions than to the population densities of particular regions. If it were possible to use land areas freely, electrical energy requirements could be fulfilled many times over with wind power alone (s. figure 1). Restrictions due to the high population density are of secondary importance in many distant windy regions surrounding Europe. The population densities of northern Russia and western Siberia, north-western Africa, and Kazakhstan lie between 0 – 2 inhabitants/km² and are thus at least two orders of magnitude below those of Germany with its 230 inhabitants/km² (s. e.g. [Enc 97]). In addition, these areas are steppes, deserts, semi-arid regions, or tundra of practically no inherent economic value, so that wind electricity generation may be instituted as a beneficial means of “farming in the desert”.

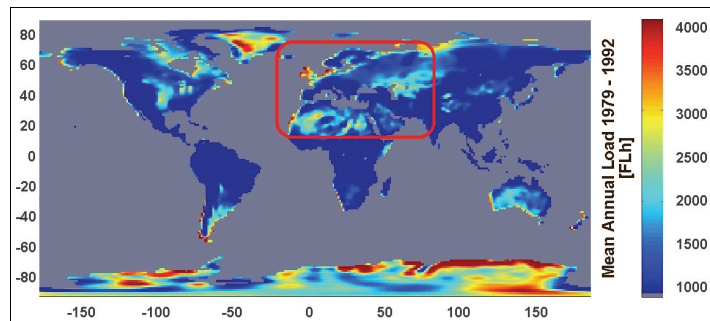


Fig. 1: Potential of average annual electricity production from wind energy of the years 1979 – 1992; meteorological data: ECMW. The theoretical generation potential of wind energy, shown in the red quadrangle when land areas are used with over 1500 FLH, is between 120,000 and 240,000 TWh (turbine placement 4 – 8 MW/km²).

The potential electricity production from wind power is shown in Fig. 1. Even considering only land sites at which more than 1500 FLH can be achieved (within the rectangle roughly 40% of the land area), and without further restrictions, the area shown within the rectangle comprising Europe and its neighbours could deliver 120'000 – 240'000 TWh of electricity from wind power at a installation density of 4 – 8 MW/km². This result constitutes a maximum of about one hundred times the current electricity demand of the EU or fifty times the electricity consumption of all countries within the selected area. If only the best wind sites with the highest production at an installation density of 8 MW/km² were employed, just 4.3% of the land area would be required to provide the equivalent of the annual electricity consumption of the entire area within the rectangle shown on the map. About 2.5% of the area would be adequate for covering the equivalent of the electricity demands of the EU. Furthermore, the area covered by the turbines and accompanying infrastructure themselves is typically only about 2% of any land dedicated to wind farming. (The figure of 2% applies generally to wind farms consisting of individual turbines of 600

kW rated capacity. The area is reduced if larger single units are employed.) Therefore, the land space required for generating the equivalent of total EU electricity consumption is actually less than 0.05% of the entire marked geographical area. By comparison, the roughly 6% of total land area in Germany currently sealed by streets, buildings, and other infrastructure covers a thousand times bigger fraction of space.

The three regions previously mentioned – northern Russia with north-western Siberia, north-western Africa, and Kazakhstan – each offer a larger wind energy potential alone than required for meeting EU consumption requirements in their entirety. In the following treatment, therefore, only the areas within these regions with the highest yields have been considered. In table 1, the size of the areas selected for the analysis, the installable turbine capacity for a conservative assumption at a moderate installation density of 2.4 MW/km², the expectable average production of the turbines assuming wide-range turbine placement over the selected area, and the expectable yearly output are given.

Country	Annual Production			Total area selected [km ²]	Potential rated Power [GW]	Potential production [TWh/a]
	[FLH/a]					
	Min	Ø	Max			
Northern Russia and North-western Siberia	3000	3100	3400	140.000	350	1100
North-western Africa						
Southern Morocco	3200	3400	3700	50.000	120	400
Mauritania coast	2650	3000	3250 inland	44.000	105	320
Kazakhstan	2500	2600	2800	90.000	210	550

Table 1: Expectable turbine output for wide-area wind energy deployment in distant regions of high wind yield, total area of the selected regions, assumed installable turbine capacity at 2.4 MW/km², and expectable yearly output. The output varies within partial areas within the regions, as reflected in the specifications Min, Ø and Max (expanse of each partial area roughly 1.125° in NS and EW direction).

Because of the data used, the estimates tend to be conservative. In the case of southern Morocco, for instance, measurements have shown that load factors of far more than 4500 FLH may be assumed directly on the coast at favourable locations [ER 99]. In Kazakhstan, measurements and other investigations likewise indicate that yields significantly over 4000 FLH may be expected [BMW 87] [Nik 99]. The higher the topographical complexity of the terrain, the more significant the underestimation tends to be. Wind potentials in [CGM 03] calculated from Risø for the region at the Gulf of Suez in Egypt represent the most extreme

underestimation of wind conditions in any complex terrain known thus far to the author. A comparison of this map and the data with the data depicted in figure 1 indicates a maximal average production of roughly 2200 FLH at low spatial resolution (like the data derived from ECMWF data, which build the basis of the scenarios), while the high-resolution Risø data correspond to 6000 FLH (for better comparison, see also [Czi 01]). Even if this example is particularly extreme, such underestimation is rather typical for complex terrains, making clear that the scenarios represent a very conservative approximation of actual possibilities and thus provide compelling reasons for further argumentation, since - as the example shows - there must be substantially better wind potentials worldwide at many places than can be inferred from the data bases used for the scenarios. This expectation can be convincingly proven by comparing the conditions for electricity production from wind energy shown in Figure 1 with high resolution data for parts of the Chinese mountainous areas [EGH+02] or many other regions, for example, in the Americas or South East Asia (s. e.g. [AWS 01]). It appears certain that high-yield locations would be exploited first if they were known, whereby high potentials could be expected at high quality sites.

3.2 Photovoltaic Potential

The potential for photovoltaic electricity generation has been estimated for Germany to lie at about 190 GW (150 TWh), some 120 GW (95 TWh) of which would be on rooftops [Qua 00]. This figure corresponds to an average yearly full-load capacity of 770 FLH or 780 FLH on roofs. The calculations drawn from meteorological data of the ECMWF and NCEP have shown that good modules employed on rooftops with optimum angular position and unaffected by shadows could produce about 950 FLH.

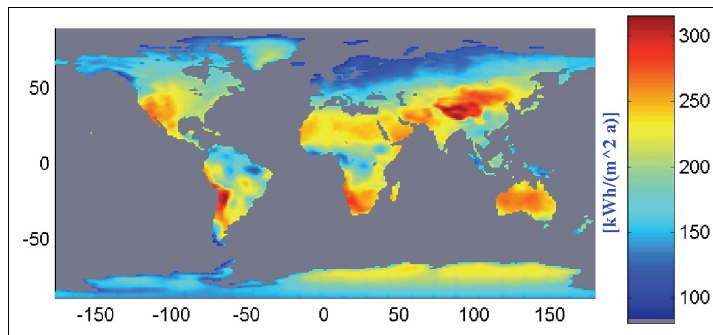


Fig. 2: Potentials for average electricity production from photovoltaic generation derived for the years 1983-1992 Module = 14%, System = 11.5%, Orientation East-West with Slope = Latitude; met. data: ECMWF and NCEP.

The difference to the values given in [Qua 00] is due primarily to the inclusion of shadow and disorientation factors. Figure 2 shows the potential yearly electricity production from PV. Table 2 contains the potentials and FLH for a number of countries.

Country or Area	Rooftop PV Potentials		Load	
	P	EG	L_0	L_{opt}
	[GW]	[TWh]	[FLH]	[FLH]
Germany	120	95	780	950
Portugal	10	14	1100	1350
Finland	5	4	660	800
Algeria & Morocco	81	96	1200	1450
Mauritania & Senegal	32	42	1300	1700
Total EU 15	550	470	850	1050

Table 2: Potential power (P) and electricity generation (EG) from PV (Module = 14%) on roofs as well as simplified assumptions on the expectable average equipment duty factor (L_0) under consideration of the losses due to shadows and roof disorientation, or under optimum conditions (L_{opt}). It has been assumed that the same roof area per inhabitant is available in all countries as in Germany and that it is distributed in the countries according to the population.

3.3 Potentials of Solar Thermal Generation

A second variety of solar electricity generation makes use of linear concentrating of solar radiation in parabolic mirror arrays (s.e.g. [Gre 03]) (Similar configurations, not yet constructed in operational size for power plants, have been realized with linear Fresnel reflector arrays [Sol 03]). With this technology, the desert regions of northern Africa could satisfy 500 times the electricity demand of all EU countries. Since domestic consumption is comparatively low, however, this high solar energy potential could only be realized to a significant extent if solar power were exported outside the northern African region. The output of these solar thermal power plants with parabolic arrays depends crucially on their design. Therefore, the performance characteristics can be stated only with reference to the design parameters. The use of thermal storage units is of major importance in this respect. The quality of the site can be determined by the heat production of the mirror array, independent of the specific parameters of the power plants, as shown in Fig. 3.

The heat may be employed in a conventional thermal power plant to generate electricity at an efficiency of about 35%. If heat storage is included in the overall design, a larger linear mirror array is employed to charge the storage medium during the day. In this way, electricity may be produced throughout the night while supplanting the fossil fuels otherwise necessary for continuous operation of the plant. The storage facility therefore

provides greater flexibility and reduces the cost of the solar electricity produced, since the conventional part of the power plant utilizes more solar heat, which during the night is delivered from storage. Therefore, the specific costs of the conventional part are lower, while not entirely compensating for the investment in storage capacities. In order to estimate the achievable electricity generation at certain locations, as an example it is assumed that the storage has been generously dimensioned for 14 FLH, so that the solar heat produced in the mirror field will never be partially wasted due to the limited capacity of the conventional steam power plant section. Such a parabolic trough power plant could attain nearly 5600 FLH in southern Morocco (western Sahara). Farther south in Mauritania, more than 5800 FLH would be possible, while 3000 FLH could be expected at a good location on the Iberian Peninsula.

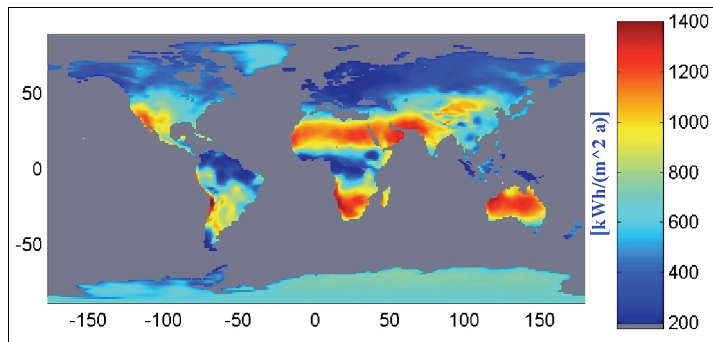


Fig. 3: Potentials of average annual heat production from parabolic linear concentrating mirror fields for solar power plants for the years 1983-1992; met. data: ECMWF and NCEP.

4. Smoothing Effects

If the renewable electricity is delivered with large fluctuations of the generated electricity, the availability of quickly responding power plants becomes increasingly important to avoid bottlenecks of the supply. Storage hydropower stations are among the most interesting technologies for this purpose and already exist with high capacities. This does not hold true for every individual country, however. The currently installed capacity in Germany is only 1.4 GW with a storage volume of 0.3 TWh, which in itself cannot provide any major contribution to long term regulation. The combination of such facilities, however, would play a significant role in a highly interconnected European electricity network. The Scandinavian NORDEL power system currently has an installed capacity of about 46 GW and a storage volume of approx. 120 TWh (s. also [Nor 97a] and [Nor 97b]). In the UCTE grid, to which Germany likewise belongs, the corresponding values are 49 GW and 57 TWh [UCTE 98] [UCTE 00]. The total storage capacity of the NORDEL and UCTE grid systems

is thus equivalent to more than a month of average consumption in the EU and Norway combined. Dedicating these plants to the prevention of power shortages from other production would alter their routine operation, but could enable a very efficient system to be realized. It would probably also be worthwhile to increase the installed generating capacities of the storage hydropower plants, thereby increasing the ratio of rated generation capacity to storage volume to permit the compensation of additional fluctuating generation from other renewable sources. Only if the momentary output of resource-constrained power stations exceeds demand, and storage capacities are likewise filled also for all pumped storage facilities, will a portion of the potential renewable electricity generation go unused.

The better the renewable energy generation corresponds with the temporal electricity demand, the smaller the power requirements and the necessary storage capacities of the storage power plants engaged for backup purposes (s. [CDHK 99]). Generation variations may be smoothed by increasing the geographic distribution of the plants delivering fluctuating electricity ([CE 01]). In general, the expanse of the area required for smoothing increases with the length of time required to compensate for changes in production level. Seasonal variations require bridging distances of several thousand kilometers. The temporal smoothing effect differs according to the type of renewable energy and the technology employed as well as a more or less appropriate combination of the various production sites.

4.1 Smoothing Effects for Wide-Area Employment of Wind Energy

The most favourable areas for electricity production from **wind power in EU** countries are dominated by winter winds. For this reason, as is illustrated in figure 4, the major contribution of wind generation occurs during this period.

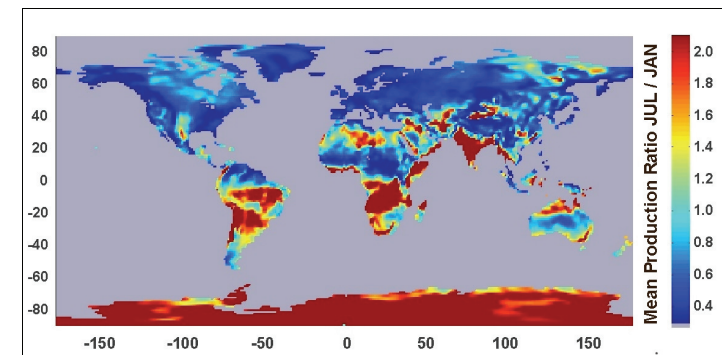


Fig. 4: Seasonal comparison of average electricity generation from wind, quotient of average monthly values of July and January production 1979-1992; met. data: ECMWF.

The achievable production, Graph E) of Fig. 5, varies from month to month significantly more than the **electricity demand**, Graph G). The trade wind regions of northern Africa (southern **Morocco** and **Mauritania**, Graph c) and d)) exhibit similarly strong seasonal variations, but their peak production is during the summer months.

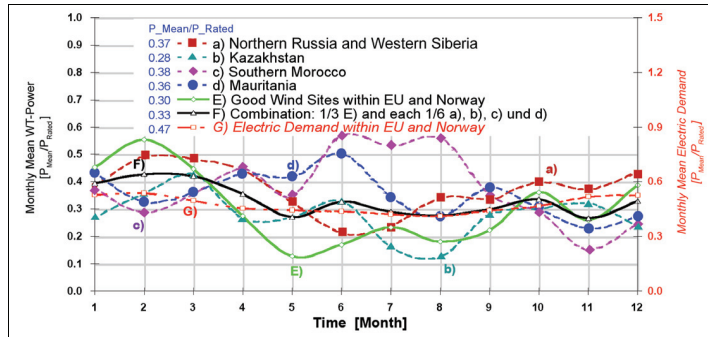


Fig. 5 Relative monthly average: electricity production from wind turbines (WT) in selected good wind areas and electricity consumption of EU and Norway. a) to d) represent Extraeuropean production, E) represents European production and F) is the combined production of wind power at all regions whereas G) represents the average consumption in the EU & Norway weighted with today's rated power of all power plants installed.

By **selecting a combination** of certain areas for production, the typical monthly electricity generation may largely be matched to the demand. This fact is illustrated in Graph F), in which one-third of the rated capacities are assumed to lie within the EU, with the rest equally divided among the other regions. In this manner, the area of generation and thus the total potential is greatly expanded, simultaneously accompanied by very beneficial smoothing effects. The variations in the electricity production from wind power diminish by transcending from the simultaneous feed-in from domestic European locations to generation that includes production from outside of Europe. In the case of a high percentage of electricity being produced from wind power, the instances of excessive generation will be significantly reduced as well as the periods of relatively low feed-in from wind power.

4.2 Smoothing Effects for Wide-Area Employment of PV Generation

Photovoltaic generation exhibits significant minima during the winter months. December in Europe is characterized by the lowest photovoltaic electricity production. The monthly production is compared in Fig. 6 for July and December.

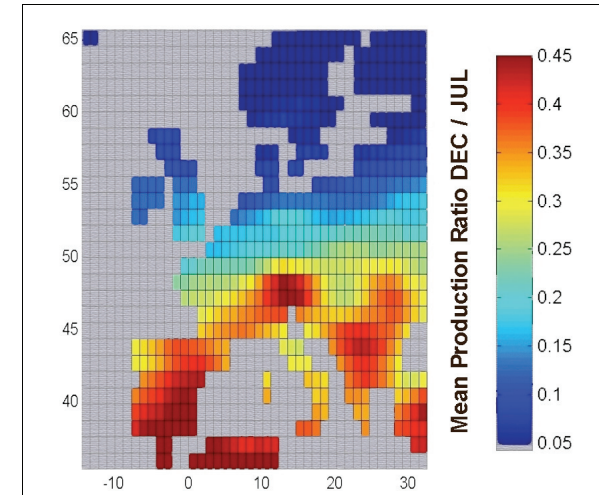


Fig. 6 Seasonal comparison of average photovoltaic electricity generation, quotient of average monthly values of July and January production 1979-1992; met. data: ECMWF and NCEP.

The differences are naturally most dramatic in Scandinavia, where December delivers only 3% of the output achieved in the best month. This relationship is 40% on the Iberian Peninsula, and still about 23% for the EU in its entirety. It is therefore obvious that the months of maximum production differ from the months of peak demand.

4.3 Temporal Behaviour of the Electricity Produced by Parabolic Trough Power Plants

Due to the parallel configuration of the mirror elements, the trough array may partially block the rays of the sun when it is low on the horizon. For this reason, and because of the low angle of incidence during the winter, the output varies throughout the months of the year in addition to random changes of incident radiation caused by local weather phenomena. This effect is diminished gradually while approaching equatorial latitudes, but it is still distinctly noticeable even at locations in southern Mauritania, where the achievable production in December reaches more than 80% of July production, as indicated in Fig. 7. Solar thermal generation alone is therefore not adequate to track the seasonal variations in European electricity consumption. In combination with European wind power, however, this requirement may be quite easily met.

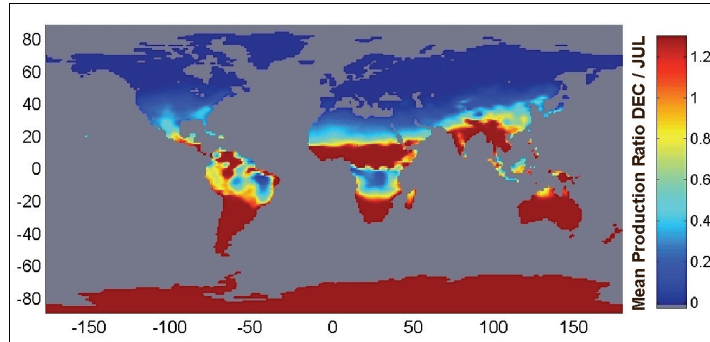


Fig. 7: Seasonal comparison of average heat production by mirror arrays in concentrating parabolic power plants, quotient of average monthly values of December and July production 1983-1992; met. data: ECMWF and NCEP.

5. Costs of Electricity Production and Transmission

In the following considerations, the regions previously identified both within the EU and in the expansive surrounding areas have been examined with regard to the local costs of production. For certain distant locations, the expected transmission costs to the city of Kassel, which has been selected arbitrarily, have also been included. The costs are comprised of the capital investments in all components calculated at a real interest rate of 5%, the outlays for maintenance and repairs, as well as additional expenditures such as insurance and operating expenses.

5.1 Costs of Wind Energy

Wind turbines have been calculated using a specific cost of 1000 € per Kilowatt. The expected costs for offshore wind farms are currently about 1850 €/kW, whereby locations in the North Sea promise a yearly equivalent output of 3500 FLH (s. [Pla. 00], [SEAS 97] and [CHK 98]). An assumed turbine service life of 20 years is used to calculate the annuity, and the yearly operating costs are set at 2% of the total capital investment.

If the full potential of electricity generation from wind power in Germany were to be realized, an equivalent average generation of 1600 FLH with electricity costs of 6.3 €/kWh could be achieved according to the computational method mentioned above. The cost for electricity generated by offshore wind turbines may be estimated at 5 €/kWh. An equal distribution of wind power throughout all EU countries (according to the yield anticipated in [Gie 00]) would likely result in an average cost of about 5 €/kWh as well.

With the concentration on particularly good sites as proposed above, costs of about 3.7 €/kWh could be achieved.

	Wind power				Solar thermal electricity						PV				
					With St.		No St.		With St., $\frac{1}{2}$ FK						
	EC	ECK	L	DK	EC	ECK	EC	ECK	EC	ECK	EK	EC	ECK	L	EK
	[€/kWh]	[%]	[km]	[€/kWh]						[km]	[€/kWh]	[%]	[km]		
Algeria & Morocco												42	49	8.6	3100
Iberian Peninsula					13.9		14.2		9.3		3000				
Kazakhstan	3.9	5.6	10	4300											
Mauritania	3.3	5.0	10.5	4900	7.2	9.4	9.1	11.2	4.8	6.5	5300	37	46	14	5600
N-Russia & NW-Siberia	3.2	4.6	10.5	4200											
S-Morocco	2.9	4.4	10.5	4400	7.5	9.4	9.3	11.1	5.0	6.5	4400				

Table 3: Anticipated local average costs of electricity (EC) and costs at arbitrary delivery point Kassel (ECK) for electricity generation from: a) land-based wind turbines, b) solar thermal electricity production with heat storage for 14 FLH (With St.), c) as b), but at half the current costs for the solar mirror field (With St., 0.5 FC), d) as b), but without storage (No St.) and e) PV. The transmission losses (L) include consideration of grid load variations with time due to changing infeed and the transmission distance to Kassel (DK) together with converter losses for the conversion from AC to HVDC.

Table 3 gives the calculated local electricity costs for northern Russia with western Siberia, southern Morocco, Mauritania, and Kazakhstan as well as the transmission distances, costs, and losses. It should be noted that local measurements in southern Morocco [ER 99] clearly indicate the existence of sites capable of achieving 2.2 €/kWh locally, while the Egyptian sites previously mentioned promise generating costs of only 1.7 €/kWh owing to expectable yields above 6000 FLH. The transmission line losses would be greater because of the high level of output, but costs of delivered electricity below 3.5 €/kWh may be expected for the Moroccan high-yield sites and even less for Egyptian wind power reaching central Europe.

If the electrical energy from Morocco were to be transmitted initially only as far as Spain, the cost would probably lie below 3 €/kWh. As soon as the high-yield predictions have been verified, wind energy imports from Kazakhstan could likewise be considered possible at costs of less than 4 €/kWh. Yet because of systematic underestimations, these particularly good sites are not represented in ECMWF data, which form the meteorological basis of the scenarios. They are consequently omitted in the scenarios and will be accorded no further discussion in this paper.

5.2 Costs of Solar Electricity from Photovoltaic Generation

The calculated cost of photovoltaic electricity is based on an assumed total capital investment of 5500 € per peak kW generating capacity. This figure represents low-estimate currently achievable equipment costs for roof mounted PV (see [Cre 00] [SFV 02]). The operating costs are set at 1.5% per year of the initial investment, and a service life of 20 years is assumed. The resulting average costs of electricity are 68 €/kWh in Germany and 61 €/kWh in EU countries overall. Optimum placement of the modules in locations unaffected by shadows allows generation costs to be reduced by about 18%. These lower cost assumptions apply also to the scenarios, since here the higher yield data form the basis of calculations. Electricity transmission from exemplary production regions with high solar irradiation (Morocco and Algeria) has been included into this consideration (see Table 3). The transmission costs of 6.5 €/kWh are due mainly to losses responsible for 4 €/kWh, while the remainder arises from the capital investment for the high-voltage DC grid. Photovoltaic electricity generation is significantly more expensive than wind power by about one order of magnitude. Even imported photovoltaic electricity with its significantly greater cost efficiency does little to change this relationship.

5.3 Costs of Solar Electricity from Concentrating Parabolic Trough Plants

Cost calculations for this case are more difficult than for the previously treated technologies, mainly because of the high variety of possible plant configurations. The use of a heat storage medium enhances the output characteristics, reducing the losses resulting from unused excess heat and thus increasing the efficiency of the power plant [EC 94]. Appropriate scaling correspondingly lowers the price of electricity. A worldwide generation capacity of more than 7 GW would reduce the costs of the collector array, the primary component, by about half [KMNT 98]. In Table 3, representative calculations are provided that depict the electricity costs both locally and after their transmission to Germany at current and reduced costs of the mirrored troughs when storage is employed or not employed. A generous storage capacity insures that no heat will remain unused. This condition definitely does not lead to the most economical design, so that the cost data may be considered conservative. An additional assumption used for calculations of enhanced conservation is that 70% of the electricity has been generated from stored heat, resulting in relatively large average storage losses. The capital investments of very large solar power stations are 185 € per m² of mirror array. (Concepts with more effective collectors are already envisioned that would reduce the costs of electricity by about 30 – 40%, and which are presently approaching the prototype stage [SM 01].) In a power plant without thermal storage, a mirror surface of approximately 6m² per kW of electrical power (kW_{el}) is required, whereas the addition of a heat storage with 14 FLH storage capacity raises this

value to approximately 15m²/kW_{el}. The cost of the storage itself lies at around 60 €/kWh_{el}. (This value is also used for the scenario, although recent research has indicated that it would thereby be overestimated by a factor of 3, since more expedient configurations would allow two thirds of the original storage volume to be avoided [LS 02].) The capital investment for the conventional part of the thermal power plant is 525 €/kW_{el}.

Since northern and central European regions are less suited for electricity generation using concentrating parabolic arrays, comparisons have been made between a region on the Iberian Peninsula in southern Portugal and areas both in southern Morocco and in Mauritania. The transmission line load has been assumed equivalent to full capacity operation of the solar power plant during a operating time necessary to produce half of the annual solar thermal electricity production, with the remaining 50% of the electrical energy divided in a power ratio of 2:1 over the rest of the operating time in order to approximate average transmission loss. The results are compiled in table 3. The cost of electricity from parabolic trough power stations for current component prices at good locations are comparable to the costs of electricity from wind power produced at locations capable of delivering about 1400 FLH. If the anticipated cost regression of 50% for the solar field can be realized, controllable solar power from concentrating solar power stations in northern Africa employing heat storage need not to be more expensive even after transmission to Germany respectively somewhere in the centre of Europe.

6. Scenarios: Cost-Optimised Electricity Supply Entirely with Renewable Energies

At the “Institut für Solare Energieversorgungstechnik” (ISET) scenarios for a future electricity supply entirely with renewable energies have been developed (for detailed information see [Czi 05]). Various concepts have been studied for providing renewable energies to Europe and neighbouring regions. An extensive region (see Fig. 8) with approx. 1.1 billion inhabitants and an electricity consumption of roughly 4000 TWh/a has been analysed to determine the available potentials for a future energy system. This process has taken into account ECMWF data as the meteorological basis and the population density as a restrictive factor for the wind energy potentials or estimated roof areas in all countries within the shown regions for determining the roof top photovoltaic potentials, combined with data on solar irradiation (ECMWF and NCEP/NCAR), wind speeds, and also temperatures used e.g. for photovoltaic electricity production and for solar thermal electricity production. Also other renewable resources such as biomass and hydropower have been investigated or included at the level of current knowledge. Mathematical optimisation routines have been applied to the question of which renewable resources with their individual temporal behaviour at different sites and with different yields should be used, and how selection should be made to achieve optimum cost performance. (A linear

optimisation with roughly 2.45 million restrictions and about 2.2 million free variables was employed to find the best combination in each scenario.)

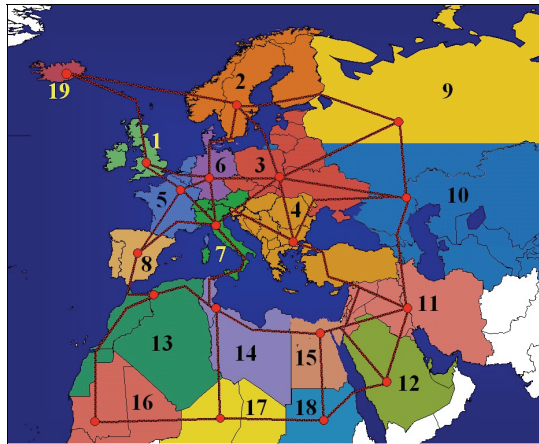


Fig. 8: Possible electricity supply area divided into 19 regions with schematic representation of potential electricity transmission paths using HVDC to the geographic population centres of the regions.

The optimisation takes into account the temporal behaviour of the combined consumption of all countries within every individual region shown in Fig. 8 as well as all requirements imposed by resource-constrained production. Both sets of data, electricity demand and temporal behaviour of the possible production, have been compiled for optimisation (using time series with three-hour intervals) for all of the 19 regions to be supplied with electricity. The optimisation process ensures that supply will meet demand at any time, while determining if and to which extent any potential source is to be used, and how every part of the supply system will operate, including the dimensioning and operation of a HVDC grid that is superimposed on the current grid infrastructure. The criterion of optimisation is the minimization of overall annual costs of electricity when fed into the regional high-voltage grids, enabling these costs to be compared directly with those from regular power stations feeding into the conventional AC-high-voltage grid. However, the economic optimisation of all power plant operations for a time frame greater than, or equal to, three hours has simultaneously been included using sets of time series extending over one year.

6.1 Base Case Scenario

The promising results for the base-case scenario – which assumes an electricity supply system implemented entirely with current technology using only renewable energies at

today's costs for all components (see [Czi 01] and [Czi 05] for detailed information on underlying assumptions) – indicate that electricity could be produced and transported to the local grids at costs below 4.7 €/kWh, which hardly differs from the case of conventional generation today. (At gas prices in 2002 of about 2.4 €/kWh for industrial consumers in Germany [EC 04], electricity from newly erected combined-cycle gas power stations had already reached significantly higher 5-6 €/kWh_{el}. Also the prices for cheap base load electricity e.g. at the EEX are higher than the costs of electricity in the base-case scenario and already reached more than 6 €/kWh [EEX 06].) In this scenario, nearly 70% of the power originates from wind energy produced from wind turbines with a rated power of 1040 GW. Biomass and existing hydroelectric power plants provide most of the backup requirements within the supply area, in which the individual regions are strongly interconnected via HVDC transmission lines. Electricity is generated from biomass at 6.6 €/kWh_{el} after proceeds from heat sales have been factored in. This result lies significantly above the average price level, yet the backup capability is essential to reduce the overall cost of the entire system. About 42% of the electricity produced is interregionally transmitted via the HVDC-System whereby the total transmission losses sum up to 4.2% of the electricity produced. Another 3.6% loss is production which neither can be consumed at the time it is produced nor be stored for later use within the pumped storage plants and therefore is produced in excess. These two losses may be considered quite acceptable for an electricity supply only using renewable energies.

6.2 Scenario with Transport Restrictions

By contrast, if interregional transmission is not allowed in a restrictive decentralised scenario, excess production increases significantly to 10% of the production, and additional backup power as well as backup energy employing other resources becomes necessary within individual isolated regions to meet the demand, leading to great additional expenses. In one scenario, fuel cells powered with renewable hydrogen produce electricity at about 20 €/kWh_{el} (which is already quite optimistic if the hydrogen is produced from renewable energies), raising the net electricity costs to over 8 €/kWh_{el} on the average. For Region 6 (Germany and Denmark), this restrictive “decentralized” (insular) strategy would lead to costs of electricity greater than 10 €/kWh.

6.3 Scenarios with Reduced Costs for Individual Components

The effect of cost changes for individual technologies and components was also investigated in particular scenarios. One aim was to find the costs at which PV could cost-effectively contribute to the supply. Therefore a series of scenarios has been calculated where the PV

costs successively have been divided by two. As a result PV has not been chosen by the optimisation until costs have been halved three times. This major cost reduction for PV would enable this technology to provide a significant contribution to the electricity supply. If all other costs remained the same, a reduction to one-eighth of current PV costs would enable an economically viable 4% contribution to overall electricity generation to be provided. The generation would nevertheless be limited to the southernmost regions – particularly to regions 12, 16, 17, and 18. If the cost were only one-sixteenth of present levels, PV technologies could account for about 22% of all electricity generation, reducing generation costs compared with the base case scenario by about 10% to 4.3 €/ct/kWh. Even in this case, however, photovoltaic technologies would not be used in the northern regions 1, 2, 3, 6, 9, and 19, because they could not contribute to overall cost reductions.

If the costs of the mirror fields of solar thermal power plants were reduced by half – as is anticipated in the near future – solar thermal power plants would already constitute about 13% of all electricity generation. In this case, the overall electricity costs lie at 4% below those of the base case scenario. Reducing the costs of the collector array to 40% and simultaneously lowering storage costs to two-thirds of current levels (still clearly above achievable storage costs according to the recent research mentioned above) would increase their contribution to 28% of the electricity produced, while the electricity generation costs would – compared to the base case scenario - fall by about 10% to 4.3 €/ct/kWh. These examples illustrate that solar thermal generation presents an economically attractive perspective for the future that can be realized fairly easily in view of minimal cost regression factors.

6.4 Scenario with Hydropower at Inga in the Democratic Republic of Congo

The construction of a large hydroelectric power plant at an extremely favourable location in the Democratic Republic of Congo near Inga was also investigated for one proposed scenario (see also [Kan 99]) The construction of a hydropower plant with a capacity of 38 GW was the decision resulting from computational optimisation. This would lower the costs of electricity by 5.3% compared to the base-case scenario due to more economic generation and incidental system benefits. A primary reason for the low costs of the electricity produced at Inga is the high average load of the hydropower plant of about 6900 FLH and the relatively low anticipated investment costs at this very advantageous site. Two-thirds of the electricity produced at Inga is transmitted over a HVDC system with 26GW capacity, connecting the generating station with Region 17, with the remainder conducted in equal amounts over two HVDC systems with a combined capacity of 12 GW, joining Inga with Regions 16 and 18.

6.5 Electricity Transmission within the Scenarios

In all scenarios – with the exception of restrictive and expensive insular configurations – electricity transmission is of significant importance. The necessary converter capacity (AC↔DC) for the HVDC grid exceeds values of over 750 GW in some cases. (This level corresponds to about one-half of the installed generation capacity of all production facilities in the scenario regions.) The grid is used to achieve smoothing effects among different resource-dependent generation capacities using renewable energies, and to provide access to hydroelectric plants and to distributed biomass power plants both with associated storage capacity for wide-area backup applications. In the base case scenario, for instance, about 42% of the electricity generated is transmitted over the HVDC system between the regions within the supply area. Measured against the total electricity costs the cost of the transmission system amounts to 7% of which the main part of 5% is contributed by the transmission lines and cables. HVDC transmission has a higher intrinsic system stability than AC lines. Furthermore the transmission system of the base case scenario is highly redundant due to the fact that the thermal limit of the transmission lines is about twice the rated power and due to the fact that between almost all regions two or more systems are designed to be built parallel. But nevertheless if further redundancy was seen as desirable this could be relatively inexpensively achieved. A somewhat extreme idea would be to erect two whole systems of transmission lines in parallel. This would mean that the costs of transmission lines and cables would double but at the same time the losses would decrease and thus the overall cost increase would only be about 3% ensuring a degree of immunity against faults, which is by far higher than stipulated for today's systems.

6.6 Transferability of the Results

It is highly probable that these results can be transferred to other world regions (see also [Czi 06]), since every continent has its own renewable resources with different temporal production characteristics within a radius connectable via HVDC transmission. In some continents or regions hydropower is not exploited to the comparably high degree it is in Europe. This could negatively influence the available storage capacity. Solar energy potentials can be detected quite well with the available low resolution data used for this scenario study, showing the good conditions in many regions world wide. However, some huge regions are characterised by very rugged mountainous terrain where the detection of good wind sites is much more difficult than in smooth terrain (see also [Czi 06]). This means that many very good wind sites might remain hidden if meteorological data with low spatial resolution are used to search for the potentials, as done for the scenario study described here. If this technical problem were overcome, a much more positive assessment of the wind energy potentials can be expected. In the light of such an assessment it is clear

that the general result – a low-cost but nevertheless totally renewable electricity supply is possible if the renewables are used in a huge powerfully interconnected supply area – holds for most areas of similar size to the European/Trans-European example. Only the details would of course have to be adapted to the local conditions. Furthermore there is no technical reason why, for example, southern Africa or eastern Asia should not be linked by a HVDC system to the supply area considered in the scenario study. So a future system might spread over some continents, gaining further advantages from further expansion.

7. General Conclusions Drawn from the Scenarios

The fundamental technical prerequisites for an electricity system realized entirely with renewable energies have already been fulfilled. The different scenarios show a broad range of various possibilities for a future electricity supply solely employing renewable energies and thus provide a sound basis for political decision. The following can be deduced:

- a) An entirely renewable and thus sustainable electricity supply is possible even if only current technologies are used.
- b) The costs of electricity don't have to lie far above today's costs even if very conservative assumptions are made. At today's prices for all components, the costs of electricity don't have to be higher than from a newly erected combined-cycle gas power plant and could be even lower than the current prices of electricity at the cheap base load electricity traded e.g. at the European Energy Exchange. The annual difference in cost compared with the current national bill for electricity, which typically may account for roughly 2 to 3% of the gross national product, would if at all only impose a few per mill of the gross national product as an additional burden on the industrial countries within the supply area of the scenarios, thereby constituting a highly rational alternative to the predictable consequences of climate change and declining fossil fuel resources. Foreseeable cost reductions – particularly for renewable energy technologies – make a comprehensive renewable energy system both conceivable and potentially more economic than all current means of providing electrical energy. However, the costs are dependent on the future system configuration, and could be reduced by ongoing technical progress, or be negatively influenced by wrong energy policies.
- c) A Trans-European renewable electricity system would simultaneously enable the realization of a combined strategy for developmental assistance and climate protection as a win-win arrangement for all participating states. This becomes obvious since on the one hand the investments necessary are relatively small compared to the gross

national product (GNP) of the industrial countries but on the other hand they are quite large in comparison with the GNP of many countries at the periphery of the supply area which would be the source of the renewable electricity for the industrial countries involved. Therefore to follow such a concept of a joint renewable electricity supply for Europe and its neighbours would among other implications mean developing a form of development aid worthy of the name which may rather take the character of an economic cooperation, based on the needs of both sides.

- d) It is very reasonable to estimate that the general results of the scenarios can be transferred to other world regions even if in some cases some more detailed information – especially on the local wind conditions - would be welcome to reduce uncertainties (see also [Czi 06]).

The problem of converting our electricity system to one that is environmentally and socially benign is therefore much less a financial or technical issue, being instead almost entirely dependent on political attitudes and governmental priorities. There is more than enough evidence to justify a confident call for a comprehensive transition to a sustainable electricity supply, bearing in mind that a broad variety of solutions is possible. Responsible political decisions are now imperative for allocating the necessary technical, scientific and economic resources to achieve this goal.

References

- [ABB 01] ABB Power Transmission, *HVDC Systems, ABB HVDC projects*, Internet Publication <http://www.abb.com/> (follow headword "HVDC Systems" and headword "ABB HVDC projects")
- [AWS 01] AWS Truewind, *Wind Maps*, Internet Publication, 2004 <http://www.awstruewind.com/inner/windmaps/windmaps.htm>
- [BBB+ 03] Benhamou K., Bennouna A., Brüggemann H.-J., Czisch G., Fell H.-J., Fishedick M., Haas A., Jischa M., Kabariti M., Knies G., Lehmann H., Lehmann K.-P., Metz P., Michaelowa A., Möller U., Nokraschy H., Satoguina H., Schönwiese C.-D., Trieb F., *Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation "TREC" - for development, climate stabilisation and good neighbourhood*, Deutsche Gesellschaft Club of Rome und Hamburger Klimaschutz-Fonds, November 2003 <http://saharawind.com/documents/trec.paper.pdf>
- [BDH+ 03] Berger F., Dany G., Haubrich H.-J., Luther M., von Sengbusch K., *Auswirkungen der zunehmenden Windenergieeinspeisung auf die Übertragungsnetzbetreiber*, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, September 2003, p. 562-567
- [BMW 87] Baltes K., Müller M. J., Werle D., *Handbuch ausgewählter Klimastationen der Erde*, 4. Auflage, hrsg. v. Richter G., Forschungsstelle Bodenerosion der Universität Trier Mertesdorf, Trier 1987
- [BSH 04] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), *Offshore-Windenergie*, Hamburg 2004 <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/index.jsp>
http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/CONTIS-Informationssystem/nord_a4_wind2010.jpg
- [CDHK 99] Czisch G., Durstewitz M., Hoppe-Kilpper M., Kleinkauf W., *Windenergie gestern, heute und morgen*, Vortrag auf der Kongress „Husum Wind 1999“ http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/husum_czisch.pdf
- [CE 01] Czisch G., Ernst B., *High wind power penetration by the systematic use of smoothing effects within huge catchment areas shown in a European example*, "Windpower 2001" "American Wind Energy Association" (AWEA), Washington, DC, 2001 http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/awea_2001_czisch_ernst.pdf
- [CHK 98] Cockerill T. T., Harrison P., Kühn M., van Bussel G. J. W., *Opti - OWECS Final Report, Comparison of Cost of Offshore Wind Energy at European Sites*, Delft 1998
- [CGM 03] Czisch G., Giebel G., Mortensen N., *Effects of Large-Scale Distribution of Wind Energy in and around Europe*, International Energy Conference, Risø National Laboratory, Denmark, May 03, <http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/Risoe200305.pdf>
- [Cre 00] Creutzburg M., *Solarthermie und Photovoltaik im Kostenvergleich*, in: Sonne Wind & Wärme, 1/2000, S. 12-15

- [Czi 99] Czisch G., *Potentiale der regenerativen Stromerzeugung in Nordafrika - Perspektiven ihrer Nutzung zur lokalen und großräumigen Stromversorgung* - Vortrag auf der Frühjahrstagung der Deutschen Physikalischen Gesellschaft, Heidelberg 1999 http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/Pot_Strom_Nordafrika.pdf
- [Czi 00] Czisch G., *Seebodenprofile in ausgesuchten Regionen in und um Europa* http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/fohlen/Windenergie/offshoreflaecheauswahl_2.pdf
- [Czi 01] Czisch G., *Global Renewable Energy Potential - Approaches to its Use* <http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/fohlen/magdeb030901/overview.html>
- [Czi 05] Czisch G., *Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung – Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien*, Dissertation, University of Kassel, 2005 <https://kobra.bibliothek.uni-kassel.de/handle/urn:nbn:de:hebis:34-200604119596>
<https://kobra.bibliothek.uni-kassel.de/bitstream/urn:nbn:de:hebis:34-200604119596/1/DissVersion0502.pdf>
- [Czi 06] Czisch G., *Joint Renewable Electricity Supply for Europe and its Neighbours- Transfer to Other World Regions and China*, Kassel, 2006 http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/RenElSupEU_Trans_ot_WR+Ch.pdf
- [DOE 02] World Total Net Electricity Consumption, 1991-2000, *International Energy Annual*, US Department of Energy, 2002 <http://www.eia.doe.gov/emeu/iea/table62.html>
- [EC 94] European Commission, DG I, *Assessment of Solar Thermal Trough Power Plant Technology and its Transferability to the Mediterranean Region*, Final Report, Brussels, Belgium 1994
- [EC 04] EC, Directorate-General Energy and Transmission, *Energy & Transport in figures - Statistical pocket book 2003*, Brussels, Belgium 2004 http://europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/figures/pocketbook/2003_en.htm
- [EEX 06] European Energy Exchange, *German-Power-Futures: Gesamtübersicht : Cal-07 base* <http://www.eex.de>
- [EGH+02] Elliott D., Schwartz M., Scott G., Haymes S., Heimiller D., George R., *Wind Energy Resource Atlas of Southeast China*, 2002 http://www.rsvp.nrel.gov/pdfs/wind_atlas_china_CD.zip
- [Enc 97] Encarta Weltatlas 1997
- [ER 99] Enzili M., Rehfeld K., *Auswertungen aus dem Wind Ressourcen & TERNA Projekt in Marokko*, Deutsches Windenergie-Institut (DEWI), Wilhelmshaven 1999
- [ERA-15] *ERA-15, ECMWF Re-Analysis (ERA) Project*, EZMW, Reading, United Kingdom 1996, <http://www.ecmwf.int/research/era/>
- [EWEA 99] *Windstärke 10*, Studie von EWEA, fed, und Greenpeace, 1999
- [Gie 00] Giebel G., *On the Benefits of Distributed Generation of Wind Energy in Europe*, Dissertation, Universität Oldenburg, 2000
- [GMN 95] Garrad A. D., H. G. Matthies, C. Nath, T. E. Schellin, Scherweit M. u.a.; *Study of Offshore Wind Energy in the EC*, Joule I 1995, Natürliche Energie, Brekendorf, Editor.: Germanischer Lloyd / Garrad Hassan and Partners / Windtest KWK, Hamburg / Bristol / Kaiser-Wilhelm-Koog, 1995

- [Gre 03] Aringhoff R., Brakmann G., Aubrey C. (editor), Teske S. (co-ordinator), *Solar Thermal Power 2020 - Exploiting the Heat from the Sun to Combat Climate Change*, ESTIA, Birmingham, UK and Greenpeace Amsterdam, Netherlands
<http://archive.greenpeace.org/docs/SolarThermalPower.pdf>
- [Gre 04] *Sea Wind Europe*, report by Greenpeace and Garrad Hassan
<http://www.greenpeace.org.uk/MultimediaFiles/Live/FullReport/6204.pdf>
- [Häu 99] Häusler M., *Energietransport über Land und See mit Gleichstrom*, in: Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie, hrsg. v. Brauch H.-G., Czisch G., Knies G., AFES-PRESS, Mosbach (1999)
- [IEA 03] *IEA Wind Energy Annual Report 2002*, International Energy Agency, Boulder, Colorado, USA 2003 http://www.ieawind.org/annual_reports.html
- [IGW 01] Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), Germanischer Lloyd, Windtest KWK, *Offshore-Windenergienutzung in der AWZ – Potentiale, Netzintegration, Stromgestehungskosten* –, Kassel 2001
http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-I/publication/Offshore-Windenergienutzung_in_der_AWZ.pdf
- [Kan 99] Kanningeier K.-W., *Nutzung regenerativer Energiequellen Afrikas zur Stromversorgung Europas durch Kombination von Wasserkraft und Solarenergie* in: Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie, hrsg. v. Brauch H.-G., Czisch G., Knies G., AFES-PRESS, Mosbach (1999)
- [KMNT 98] Knies G., Milow B., Nitsch J., Trieb F., *Markteinführung solarthermischer Kraftwerke - Chance für die Arbeitsmarkt- und Klimapolitik*, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 6/1998, S 392-397
- [KNT 01] Knies G., Nitsch J., Trieb F., *Strom und Trinkwasser aus solarthermischen Kraftwerken*, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 51. Jg., (2001), Heft 6, S. 386-389
- [LS 02] Laing, D. ; Steinemann W.-D.: Entwicklung Thermischer Speicher für Kraftwerke. in: VDI: Energiespeicher -Fortschritte und Betriebserfahrungen Bd. VDI-Berichte Nr. 1734. Düsseldorf: VDI Verlag, November 2002, p. 87-96
- [NCEP 99] NCEP/NCAR CDAS/Reanalysis Project, 1999
<http://wesley.wwb.noaa.gov/reanalysis.html>
- [NDN 01] Niedersächsische Energie-Agentur, Deutsches Windenergie-Institut (DEWI), Niedersächsisches Institut für Wirtschaftsforschung, *Untersuchung der wirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Effekte von Bau und Betrieb von Offshore-Windparks in der Nordsee auf das Land Niedersachsen*, Hannover 2001 <http://www.mu.niedersachsen.de/pdf/offshore.pdf>
- [Nik 99] Nikitina E., *Persönliche Mitteilung von Untersuchungsergebnissen*, Almaty Institute of Power Engineering and Telecommunication, 1999
- [Nor 97a] Nordel, Installed capacity on 31 Dec. 1996, Nordel, Oslo 1997,
<http://www.nordel.org/Content/Default.asp?PageID=157>
- [Nor 97b] Nordel, *Water Reservoirs 1996*, Nordel, Oslo 1997,
<http://www.nordel.org/stat97/47.htm>

- [Pla. 00] Plambeck, *Antrag für Offshore-Windpark*, Pressemitteilung WKN 691 030, Plambeck Neue Energien AG
http://www.plambeck.de/Inhalte/Aktuelle_Informationen.htm#130600
- [Qua 00] Quaschnig V., *Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert*, VDI-Verlag, Düsseldorf, 2000
<http://www.volker-quaschnig.de/publis/klima2000/>
- [SEAS 97] *Handlungsplan für Offshore-Windkraftanlagen in den Dänischen Küstengewässern*, SEAS, Haslev, Dänemark 1997
- [SFV 02] *Solarenergie-Förderverein (SFV)*, Preisentwicklung bei PV-Anlagen, Aachen 2002
<http://www.sfv.de/lokal/mails/wvf/auswertg.htm>
- [SM 01] Solarmundo N.V., *Economic Assessment of Solarmundo Solar Thermal Power Plants*, Internal Report, Liege 2001
<http://www.solarmundo.de>.
- [UCTE 98] *Statistisches Jahrbuch UCPT 1998*, edited by the UCTE-office, Wien, 1998
- [UCTE 00] *Speicherkapazitäten der Wasserkraftwerke innerhalb der UCTE*, Stand 1997, Persönliche Datenweitergabe der UCTE, 2000
<http://www.UCTE.ORG/>
- [Vec 03] *Norwegian Wind Atlas*, Vector, Tønsberg, Norway
http://windsim.com/wind_energy/wind_atlas/index.html
- [Wan 03] Wanz O., *Steiermarkleitung: 380 kV-Erdverlegung als Alternative?*, VERBUND-Austrian Power Grid AG, Graz, Austria, 2003,
<http://www.verbund.at/at/apg/netzausbau/steiermark/aktuelles/pdf/030917-folder.pdf>
- [WpM 03] Windpower Monthly, Windicator, Wind energy facts and figures from Windpower Monthly, Published on Internet, Knebel, Denmark, 2003,
<http://www.windpower-monthly.com/spis/runisa.dll?WPM:WINDICATOR:871232>

ELEKTRISCHE ENERGIEVERSORGUNG 2020 – PERSPEKTIVEN UND HANDLUNGSBEDARF

Wolfgang Schröppel

Energietechnische Gesellschaft im VDE, Frankfurt am Main

1. Einführung

Weltweit ist die Energiewirtschaft durch Entwicklungsprozesse und hohen Investitionsbedarf, die absehbare Verknappung fossiler Energieträger, die CO₂-Emissionen und die dadurch vermuteten Klimaveränderungen gekennzeichnet. Die zunehmende Abhängigkeit moderner Gesellschaften in allen Wirtschaftsbereichen von einer sicheren Versorgung mit Energie, insbesondere elektrischer Energie, verstärkt die Problematik. Hierbei kommt aufstrebenden Ländern wie z.B. China und Indien, die mit der Industrialisierung noch am Anfang stehen, eine große Bedeutung zu. Diese globalen Probleme sind nur in einem internationalen Konsens lösbar.

In Europa und speziell in Deutschland befindet sich die Energiewirtschaft in einer Umstrukturierungsphase, die durch Liberalisierung, Re-Regulierung und Unbundling geprägt ist. Der resultierende Kostendruck und gesetzgeberische Aktivitäten wie etwa Fördermaßnahmen für erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung oder die Einführung des Emissionszertifikate-Handels haben zu einem Investitionsstau geführt, da es an sicheren Rahmenbedingungen fehlt. Die Erneuerung des überalterten nichtnuklearen Kraftwerks-parks ist überfällig. Zusätzlich ergibt sich erheblicher Ersatzbedarf an Erzeugungsleistung durch den beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie.

Auf dem Weg zu einer nachhaltigen Energieversorgung muss mit den Ressourcen fossiler Energieträger sorgsam umgegangen werden. Hocheffiziente Kraftwerke in Gas und Dampf-Technik (GuD) erreichen heute einen elektrischen Wirkungsgrad von knapp 60 %, weitere Steigerungen erscheinen möglich. Auch an der Entwicklung einer CO₂-freien Energieerzeugung mit Kohlekraftwerken wird gearbeitet. Ein weiterer Beitrag zur Reduzierung der CO₂-Emissionen kann durch verstärkten Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung in Verbindung mit neuen Technologien wie der Brennstoffzelle geleistet werden.

In Deutschland hat die Politik durch Gesetze und Vorschriften sowie Förderprogramme insbesondere Weichen für die Windkraft gestellt. Diese Entwicklung soll mit dem Bau von Offshore-Windparks fortgesetzt werden. Allerdings werden auch begrenzende Faktoren deutlich. So fehlen Speicher, um das nicht planbare Dargebot der Windenergie an den

schwankenden Bedarf anzupassen. Der Bau zusätzlicher schnell regelbarer fossiler Ersatzkraftwerke kann nur eine Zwischenlösung darstellen.

Ohne weit verzweigte elektrische Netze wird auch in Zukunft keine sinnvolle Energieversorgung möglich sein. Insbesondere wenn man in Zukunft in großem Maße Windkraft nutzen will, sind leistungsfähige Übertragungs- und Verteilungssysteme von den Energiequellen zu den Verbrauchern notwendig. Auch ein zunehmender Anteil an dezentraler Energieerzeugung wird daran nichts ändern.

Auf der Verbraucherseite muss die Energieeinsparung durch Entwicklung effizienterer Prozesse vorangetrieben werden. Das gilt insbesondere für die Bereiche Haushalt, Gewerbe und Dienstleistung. Wegen des Vordringens der Informationstechnik in allen Sektoren gewinnt aber auch die Qualität der Energieversorgung an Bedeutung. Bei den zu betrachtenden Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung darf deshalb die Versorgungsqualität nicht vernachlässigt werden. Sie ist eine wichtige Voraussetzung für einen Industriestandort wie Deutschland. In dieser Studie werden mögliche Strategien für die Stromversorgung in Deutschland bis 2020 aufgezeigt.

2. Ausgangssituation und Umfeld

2.1 Entwicklungen in Deutschland in den vergangenen Jahren

Im vergangenen Jahrzehnt hat in der Energiepolitik Deutschlands ein tief greifender Wandel stattgefunden. Zum einen soll durch nationale Umsetzung einer EU-Richtlinie aus dem Jahr 1996 die Liberalisierung des Strommarktes bewirkt werden, zum anderen hat die Bundesregierung mit einer Reihe von gesetzgeberischen Maßnahmen eine Neuausrichtung vorgenommen. Mit ihren Initiativen zielt die Regierung sowohl in Richtung höherer Effizienz in der Nutzung der Primärenergie als auch auf den Ersatz fossiler und nuklearer Energien durch Förderung erneuerbare Energieträger. Durch den Emissionszertifikate-Handel soll der Ausstoß von CO₂ in der gesamten Industrie, insbesondere auch bei der Stromerzeugung gesenkt werden. Im Einzelnen hat die Regierung folgende Aktivitäten entfaltet:

- Neues Energiewirtschaftsgesetz
- Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung
- Ausstieg aus der Kernenergie
- Auslaufen der Steinkohlesubventionen
- Förderung erneuerbarer Energien
- Einführung des Emissionszertifikate-Handels

2.2 Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie in Deutschland in 2003

Ausgangspunkt der in dieser Studie entwickelten Strategien für 2020 sind die Stromerzeugungs- und Verbrauchsdaten für Jahr 2003. In Abb. 1 ist die Stromerzeugung nach Primärenergieträgern dargestellt. Den Verbrauch der verschiedenen Marktteilnehmer beschreibt Abb. 2.

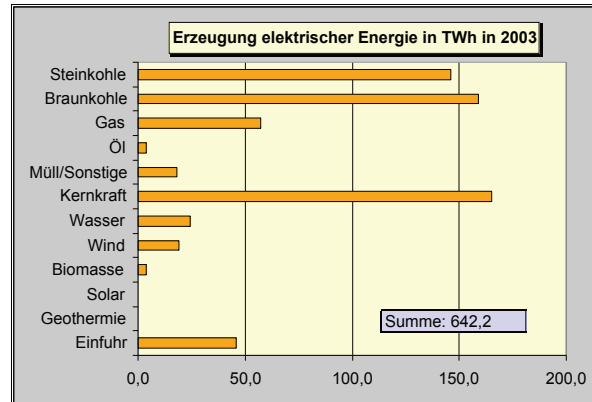


Abb. 1: Stromerzeugung in Deutschland 2003

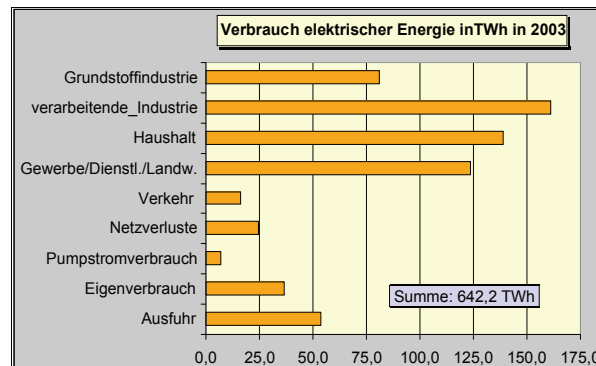


Abb. 2: Stromverbrauch in Deutschland 2003

Da in elektrischen Netzen die Bilanz zwischen Erzeugung und Verbrauch zu jeder Zeit ausgeglichen sein muss, enthalten die Erzeugungsdaten auch den Stromimport. In der Verbrauchsbilanz sind der Eigenverbrauch der Stromerzeuger, der Pumpstromverbrauch und die Netzverluste enthalten.

2003 wurden in Kohlekraftwerken 305 TWh oder 51 % des erzeugten Stroms produziert. Kohle ist damit weiterhin der wichtigste Primärenergieträger. 165 TWh (rd. 28%) des erzeugten Stromes kamen aus Kernkraftwerken, gefolgt von Gas mit 57,5 TWh (rd. 10%). Von den erneuerbaren Energien trägt Wasser mit rd. 4% zur Stromerzeugung bei. Die Windkraft erreichte in 2003 einen Anteil von über 3%; die übrigen erneuerbaren Energien bleiben unter 1%. Die Menge an importiertem Strom entspricht in etwa dem exportierten Strom, d.h. die Energiebilanz ist etwa ausgeglichen.

Betrachtet man die Änderungstendenzen in den vergangenen 10 Jahren, lässt sich eine Zunahme der Stromproduktion von durchschnittlich 1%/Jahr feststellen; bei Gas und bei Wind ist eine Zunahme, bei Kohle und Öl eine Abnahme zu beobachten. Die Erzeugung aus Kernkraft ist konstant geblieben.

Die Industrie ist mit 242 TWh oder 38% der dominierende Verbraucher, gefolgt vom Haushalt (22%) und Gewerbe/Dienstleistung/Landwirtschaft (19%); Netzverluste und Eigenverbrauch belaufen sich auf rd. 10%. Der Verkehr spielt mit einem Anteil von 3% (und einem Zuwachs von etwa 1%/Jahr) eine untergeordnete Rolle. Bemerkenswert ist es, insbesondere für Prognosen, dass Haushalte und die Dienstleistungsbereiche eine Zunahme aufweisen, während in der Industrie trotz des Anstiegs der Produktion Energie gespart wird und der Stromverbrauch gleich geblieben ist.

Zusammenfassend zeigt sich, dass der Verbrauch weiter zunimmt mit einer Konzentration bei den privaten Haushalten und Dienstleistungsbereichen. Die Erzeugung zeigt tendenziell eine Verschiebung von Kohle zu Gas und erneuerbaren Energien. Der Ausstieg aus der Kernkraft wird zu einer dramatischen Verschiebung in der Erzeugungsstruktur führen.

2.3 Strategische Überlegungen der Bundesregierung und der Europäischen Kommission

2.3.1 Deutschland

Das Bundeswirtschaftsministerium hat einen Entwurf erstellt, der auf die künftige Kraftwerksstruktur abzielt und als Beitrag für ein späteres nationales Energieprogramm angesehen werden kann. Die notwendige Abstimmung mit den anderen Bundesministerien steht noch aus. Dies gilt auch für einen Konzeptentwurf zu einer neuen Energieversorgungsstruktur unter Einbeziehung der erneuerbaren Energien. Im Übrigen wird abgewartet, welche Erkenntnisse die Studie "Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und off-shore bis zum Jahr 2020" liefert, die von der Deutschen Energie-Agentur (DENA) in Auftrag gegeben wurde. In 2005 wurden erste Er-

gebnisse veröffentlicht, allerdings nur mit einer Vorausschau bis 2015, der zweite Teil der Studie steht noch aus und wird den Zeitraum nach 2015 adressieren.

Einzelne Elemente einer langfristigen Strategie deckt das Erneuerbare Energie Gesetz (EEG) ab. Mit der Förderung der erneuerbarer Energien soll deren Anteil an der Stromerzeugung bis 2010 auf 12,5% und bis 2020 auf 20% bis 25% erhöht werden.

Für Vergleiche mit der Situation in Deutschland scheint die französische Politik am aufschlussreichsten. Das gilt wegen vergleichbarer Größenordnungen von Erzeugungskapazitäten und Energiemengen, jedoch mit hohen Anteilen der Produktion aus Wasser und Kernenergie sowie hohem Exportüberschuss. Großbritannien mit seiner Insellage ist in manchen Aspekten ein besonderer Fall.

Die USA mit ihrem enormen wirtschaftlichen Potential und ihrer technologischen Pionier- und Führungsrolle sind in eine "andere Liga" einzuordnen. Die auf Teilgebieten schon in Gang gesetzten internationalen Allianzen zur Entwicklung von Zukunftsenergien fungieren weitgehend nach amerikanischen Vorstellungen.

In den übrigen in der Untersuchung betrachteten Ländern (siehe Tab. 1) hat jeweils ein Ministerium die Federführung für die Energiepolitik. Eine Aufspaltung der Innovationsförderung für strategisch wichtige Energietechnologien, wie in Deutschland, ist nirgendwo gegeben.

Länder	DE	USA	China	JP	Indien	FR	UK	IT	ES
BSP in bill.USD	2,16	10,45	5,99	3,65	2,66	1,56	1,53	1,46	0,85
Einwohner in Mio.	82,4	290,3	1287	127,2	1049,7	60,2	60,1	58	40,2
Installierte Leistung in GW	123	905	320	265	115	115	77	80	61
Stromerzeugung in TWh/a	597	3850	1450	1040	530	560	315	265	225
Stromerzeugung/Kopf in kWh/a	7250	13260	1130	8175	505	9300	5820	5430	5600
Struktur in %									
Kohle	51,1	53,0	74,0	23	73,0	0,8	32,0	12	35,0
Erdgas	9,6	15		25,0	4	1,1	38,0	37,0	12
Erdöl	0,6	3	7	12	1	1,2	4	27,0	
Kernkraft	27,6	21,0	1	30,0	3	78,0	23		32,0
Wasserkraft	4,2	7	17,0	8	19,0	17,0		17	20
Erneuerbare Energien	3,8	1	1	2		1,9	3	7	
Sonstige	3	0	0	0	0	0	0	0	1

Quellen: 1. Einwohnern und BSP: CIA(Hrsg.), The World Fact Book 2003, in: www.odci/cia/publications/factbook
2. Stromstatistik: Schiffer, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 54.Jg. (2004) Heft 3

Tab. 1: Kenndaten der untersuchten Länder

2.3.2 Europäische Union

In der Richtlinie von 2001 für die Förderung der Erneuerbaren Energien werden die Verpflichtungen aus dem Kyoto-Protokoll in Form gemeinschaftlicher Ziele zur CO₂-Reduktion auf die EU-Mitglieder umgelegt. In nächster Zeit will die Kommission eine Evaluierung der

Ergebnisse der bisherigen Nachhaltigkeitsstrategie vorlegen. Mit einer weiteren Verschärfung der Kyoto-Vorgaben nach 2012 ist zu rechnen.

Ein 2000 herausgegebenes Grünbuch zielt auf eine Verringerung der befürchteten Abhängigkeiten von Lieferanten außerhalb der EU. Die Stromerzeugung soll deshalb 2010 zu 22% aus erneuerbaren Energieträgern bestritten werden. Die Möglichkeiten eines mittelfristigen Einsatzes der Kernenergie sollen geprüft und die entsprechenden Optionen durch eine Förderung der Forschung zu künftigen Reaktortechnologien sowie langfristig zur Kernfusion verfügbar gemacht werden. Die Diskussionen lassen noch kein durchgängiges Konzept erkennen, aber eine gewisse Bandbreite von Maßnahmen. Die strategische Lage auf dem Gebiet der Versorgungsabhängigkeit, die beim Ausbleiben von Gegenmaßnahmen für 2030 auf 70% geschätzt wird, soll schrittweise verbessert werden.

2.4 Kernenergie, Erdgas und Kohle als internationale Richtungsentscheidungen

International ist die Erkenntnis akzeptiert, dass zur Vermeidung von Versorgungsempässen der Ersatz und der Neubau von Kraftwerken erforderlich sind. Für Europa wird mit einem Bauvolumen von 200 - 300 GW bis 2020 gerechnet.

Während Deutschland den Einsatz der erneuerbaren Energien mit Nachdruck forcieren will, sind andere Länder zurückhaltender. Dort misst man diesen Energieträgern nicht die entscheidende Rolle bei der Erreichung der vereinbarten Ziele des Klimaschutzes zu.

Bei der Kernenergie halten viele Länder die Option künftiger Einsätze aufrecht. Das gilt auch für Schweden, Finnland und die Schweiz. In Finnland gibt es einen Parlamentsbeschluss zur Errichtung eines neuen Kernkraftwerks.

In einem Zwischenschritt wird es möglicherweise auf international breiter Basis zu einer Verlängerung der Betriebserlaubnis für bestehende Anlagen kommen. Fortgeschrittene Systeme werden vom Generation IV International Forum (GIF) untersucht. Dort sind Frankreich, Großbritannien und die Schweiz reguläre europäische Mitglieder, die anderen EU-Länder über die EU-Kommission vertreten.

Derzeit werden in den USA und in Europa – im Sinn einer Übergangsstrategie – unterschiedliche Optionen verfolgt. Während die amerikanische Politik auf Kohle setzt, wollen die meisten europäischen Länder Gaskraftwerke errichten. Mit Planungen für Kernkraftwerke halten sich die Elektrizitätsversorgungsunternehmen noch zurück, solange von der Politik keine verlässliche Rückendeckung zu erwarten ist. Erneuerbare Energien sind als Möglichkeit der Stromerzeugung in großem Umfang bislang noch nicht akzeptiert.

Bei Kohle könnten moderne technologische Konzepte einen spürbaren Beitrag zur Ressourcenschonung und zum Umweltschutz leisten. Die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit eingeleitete Initiative COORETEC zur Entwicklung eines möglichst emissionsfreien fossilen Kraftwerks verfolgt diesen Weg. Die Reichweite der Vorräte an Kohle ist – unbeschadet kurzfristiger Engpässe – ein Mehrfaches der von Öl und Gas. Die Kohle trägt in der EU-25 heute mit 32% etwas mehr zur Stromerzeugung bei als die Kernkraft. Ihr Anteil wird nach einem moderaten Rückgang in der Zwischenzeit auch im Jahr 2030 noch bei 30% liegen.

Sollten die Kraftwerksneubauten in Europa überwiegend auf der Basis von Gas-Dampf-Kombikraftwerken realisiert werden, könnte das zu einem Run auf Erdgas führen. Frankreich, Spanien und Italien betrachten als Mittelmeeranrainer die nordafrikanischen Länder als ihre Hauptlieferanten. Großbritannien wiederum hebt auf die Kooperation mit Norwegen ab. Deutschland kooperiert intensiv mit Russland.

Die gesicherten Erdgas-Weltvorräte liegen zu etwa 70% in der "Strategischen Ellipse", zwischen Westsibirien im Norden, dem kaspischen Raum und dem Persischen Golf im Süden, damit in einer Region, wo sowohl die politische Stabilität als auch die Beachtung der Regeln der Welthandelsorganisation (WTO) kritisch zu betrachten sind. Deutschland wird darauf zu achten haben, mit welchen Mitteln der Politik und mit welchen Investitionen in die Transportinfrastruktur es eine stabile Versorgung sicherstellen kann.

Auch die Steinkohleimporte sind auf längere Sicht politisch und wirtschaftlich abzusichern. Das deutsche Steinkohleaufkommen stützt sich derzeit zu etwa 60% auf Importe von Ländern außerhalb der EU. Obwohl in der EU-25 noch erhebliche Vorräte vorhanden sind, werden die Förderkapazitäten zurückgefahren. Insgesamt stellt sich die Versorgungslage bei Kohle jedoch erheblich besser als bei Öl und Gas.

3. Verbrauchsentwicklung in Deutschland 2004 – 2020

Die Liberalisierung des Strommarktes, die unsichere wirtschaftliche Entwicklung sowie die damit verbundenen Änderungen im Verbraucherverhalten erschweren eine Abschätzung des Energieverbrauchs bis 2020. Dennoch wird in der Studie eine Annahme über den zu erwartenden Stromverbrauch bis zum Jahr 2020 getroffen.

Vielfache Initiativen zur Effizienzsteigerung sowie Erfolge bei der Reduzierung des spezifischen Stromverbrauchs elektrischer Geräte und Anlagen haben in den letzten Jahrzehnten zu einer weitgehenden Entkopplung des Stromverbrauchs vom Wirtschaftswachstum geführt. Diese Tendenz wird sich auch im Betrachtungszeitraum fortsetzen. Entsprechend die-

ser Annahme wurde in der Untersuchung die Entwicklung des Stromverbrauchs nach einzelnen Anwendungsbereichen abgeschätzt. Dabei ergab sich ein gewichteter Mittelwert von etwa 0,5%/Jahr.

Sollte es gelingen, die Verluste und Umweltbelastungen bei der Stromerzeugung weiter zu reduzieren, gäbe es zusätzliche Anwendungen für Elektrizität und es könnte auf Energieträger wie Heizöl und Gas verzichtet werden. Mit verlustarmen Speichern könnte der Strom auch in nicht ortsgebundene Anwendungen Eingang finden.

4. Erzeugungsszenarien in Deutschland für 2020

4.1 Festlegungen der Erzeugungsszenarien

Ausgehend von der Versorgungssituation im Jahr 2003 werden Perspektiven für die elektrische Energieversorgung aufgezeigt. Hierzu wurden 3 Szenarien entwickelt, die mögliche Wege zu einer Stromversorgung 2020 darstellen:

- Szenario 1 orientiert sich an der derzeitigen Regierungspolitik, die erneuerbaren Energien bei Einhaltung der Kyoto-Ziele massiv zu fördern, bei gleichzeitigem Ausstieg aus der Kernenergie bis 2021. Lücken in der Primärenergieversorgung sollen durch Gasimporte ausgeglichen werden.
- Szenario 2 zielt in Richtung einer kostenoptimalen Lösung, ebenfalls bei Einhaltung der Kyoto-Ziele. Der Ausstieg aus der Kernenergie erfolgt verlangsamt, ebenso der Ausbau von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien.
- Szenario 3 verfolgt das Ziel, eine nennenswerte Reduktion der Treibhausgase zu erreichen. Hierzu wird die Kernenergie auf dem heutigen Niveau weiter genutzt, während die erneuerbaren Energien kräftig auszubauen sind.

In allen Szenarien wird ein Verbrauchsanstieg von 0,5%/a unterstellt, wobei für die einzelnen Verbrauchsbereiche unterschiedliche Entwicklungen gelten. Eine andere Verbrauchsentwicklung hätte eine Änderung der quantitativen Aussagen der Erzeugungsentwicklung der jeweiligen Szenarien zur Folge, die Aussagen zu den einzelnen Szenarien würden sich aber qualitativ nicht ändern.

Für alle Szenarien gilt: Da das Windaufkommen nicht steuerbar ist und stark schwankt, ist Leistungsreserve einzuplanen. Es wird angenommen, dass entsprechend den Erfahrungen der Netzbetreiber bis zu 95% der installierten Windleistung von anderen, im Wesentlichen

fossilen Kraftwerken übernommen werden. In den Szenarien wird dabei eine Relation von 15:15:70 von Steinkohle: Braunkohle: Gas angesetzt. Diese Annahme hat Auswirkungen auf die Investitionskosten und im geringen Maße auch auf die Emissionen von CO₂. Neben der Leistungsreserve muss für die Windkraftanlagen Regelenergie zur Verfügung gestellt werden. Es wurde für alle Szenarien gleichermaßen Regelleistung von 15% der installierten Windleistung angenommen.

Die Projektion auf das Jahr 2020 bedeutet, dass die derzeit existierenden nichtnuklearen Kraftwerke das Ende ihrer technischen Nutzungszeit erreicht haben und zum großen Teil erneuert werden müssen. Hier wurde ein Ersatzbedarf von 50% der heute eingesetzten Steinkohle-, Braunkohle-, Öl-, Gas-, Müll- und Windkraftwerke angenommen. Bei den Wasserkraftwerken wurde dieser Anteil mit 10% angesetzt.

Bei den CO₂-Emissionen wurden Mittelwerte für den jeweiligen Kraftwerkstyp angenommen. Sie verringern sich bei Verbesserung der Wirkungsgrade bis 2020.

Auch bei den Investitionskosten für den jeweiligen Kraftwerkstyp wurden Mittelwerte angesetzt, die auf Marktpreisen 2003 basieren. Hier ist naturgemäß eine Schwankungsbreite vorhanden, da Kraftwerke individuell errichtet werden.

Für alle drei Szenarien werden als Ergebnisse der Untersuchungen die Entwicklung der Erzeugung (der Energiemix des Kraftwerksparks), der CO₂ Emissionen und der Investitionskosten bis 2020 im Vergleich zur heutigen Situation dargestellt. Eine Bewertung der Ergebnisse erfolgt in Abschnitt 7.

4.1.1 Szenario 1

Es wird das Erreichen der CO₂-Emissionswerte gemäß Kyoto-Protokoll vorausgesetzt. Bei der Entwicklung des Szenarios wurde, ausgehend von den Ist-Werten 2003, die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien mit einem Anteil von 20-25% an die Zielprojektion der Bundesregierung angepasst. Dazu wurden für Wasser, Wind, Biomasse und Photovoltaik die von der Regierung angestrebten quantitativen Zuwachsraten verwendet. Für Wind wurden die aus der DENA-Studie bisher bekannten Angaben übernommen.

Die fehlende Stromerzeugung aus Kernenergie wird durch Erneuerbare Energien sowie durch fossile Brennstoffe im angegebenen Verhältnis ersetzt. Es wird angenommen, dass der Energieaustausch (Einfuhr-/Ausfuhrvolumen) ausgehend von 2003 kontinuierlich um 1,5%/Jahr zunimmt. Der Verbrauch entwickelt sich mit ca. 0,5% Steigerung pro Jahr. Der

Einsatz von Kohle wird entsprechend den anderen Annahmen für Steinkohle und Braunkohle im gleichen Verhältnis reduziert.

Die erforderlichen Kraftwerksleistungen werden über die errechnete Erzeugung und die durchschnittlichen Ausnutzungsdauerwerte (Volllaststundenzahlen) des jeweiligen Kraftwerkstyps ermittelt. Diese Vorgehensweise liefert einen mittleren Wert, von dem die einzelnen Kraftwerke bei individueller Betrachtung natürlich abweichen können.

Wie erwähnt, basiert die Kalkulation der Investitionen auf den Weltmarktpreisen 2003. Auch hier werden mittlere Werte zugrunde gelegt. Schließlich wurden auf der Basis der Erzeugungswerte für den jeweiligen Kraftwerkstyp die CO₂-Emissionen errechnet. Fortschritte bei der Wirkungsgradverbesserung der fossilen Kraftwerke werden berücksichtigt.

4.1.2 Szenario 2

Alternativ zum Szenario 1 wurde das Szenario 2 mit der Zielrichtung entwickelt, bei nahezu gleichen CO₂-Emissionen die Investitionskosten deutlich zu senken und die Risiken eines massiven Ausbaus der erneuerbaren Energien, insbesondere der Off-shore-Windenergie, zu mindern. Dies wird durch einen verlangsamten Ausstieg aus der Kernenergie erreicht.

Bis 2020 soll nur die Hälfte der Kernkraftwerke vom Netz gehen, die neueren Kernkraftwerke dafür länger betrieben werden. Die erneuerbaren Energien tragen auch in diesem Szenario deutlich zur Stromerzeugung bei, aber nur mit 15% statt 20-25 %.

Alle anderen Annahmen wurden unverändert vom Szenario 1 übernommen.

4.1.3 Szenario 3

Szenario 3 orientiert sich an einer stärkeren Reduktion der CO₂-Emissionen. Hierzu wird der Ausstieg aus der Kernenergie ausgesetzt, bis eine geeignete Nachfolgetechnologie bereitsteht. Stattdessen wird aus der Steinkohle mit veralteten Anlagen ausgestiegen, die heimische Braunkohle wegen der Kostenvorteile und Erzeugung in großteils moderneren Anlagen dagegen weiter genutzt. Der Anteil der erneuerbaren Energien wird wie im Szenario 1 auf über 20% erhöht.

4.2 Vergleich der Szenarien

Die Investitionen im Szenario 1 sind mit Abstand die höchsten. Dabei wird trotz der sehr hohen Investitionen für den Ersatz der Kernkraftwerke und die Installation erneuerbarer Energien keine nennenswerte CO₂-Reduktion erreicht. Der Grund liegt im Ausstieg aus der CO₂-freien Kernenergie und deren Substitution durch fossile Energieträger. Durch den im Vergleich mit heute deutlich höheren Einsatz von Gas wird die Abhängigkeit der Stromerzeugung von Importen weiter gesteigert. Neben den Aufwendungen für die Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien werden die Investitionen belastet durch die notwendigen „Schattenkraftwerke“ und den Umbau der Netze zum Transport des Stromes zu den Verbrauchsschwerpunkten.

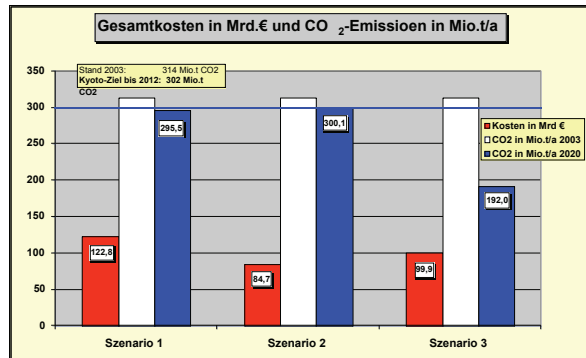


Abb. 3: Kosten und CO₂-Emissionen der drei Szenarien

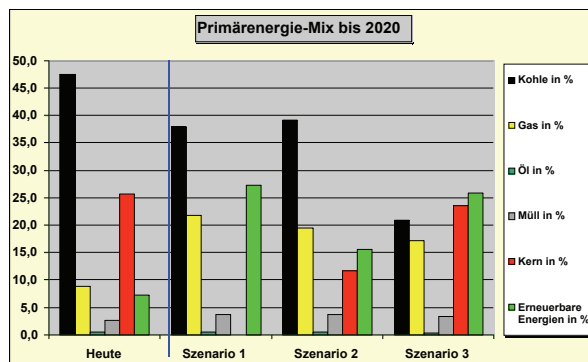


Abb. 4: Primärenergie-Mix der drei Szenarien

Szenario 2 erreicht mit ca. 70% der Investitionskosten von Szenario 1 nahezu die gleichen Ergebnisse bei der Reduktion des CO₂. Der Einstieg in die erneuerbaren Energien erfolgt

verzögert, gleichzeitig wird mehr Zeit für die Entwicklung neuer Technologien im Netzbetrieb gewonnen.

Szenario 3 zeigt, dass eine nennenswerte Reduktion der CO₂-Emissionen bis 2020 nur durch Beibehaltung der Kernenergie und gleichzeitigen Ausbau der erneuerbaren Energien möglich ist. Der Investitionsbedarf liegt zwischen denen von Szenario 1 und 2. Die Importabhängigkeit bei den Primärbrennstoffen ist in diesem Szenario am geringsten, da die heimische Braunkohle verstärkt genutzt wird.

5. Erzeugungs- und Speichertechnologien

Der derzeitige Stand und die absehbare Entwicklung der Technologien von Kraftwerken auf der Basis unterschiedlicher Primärenergieträger werden zusammengefasst beschrieben.

5.1 Fossile Energieträger

5.1.1 Weltweite Situation bei Brennstoffversorgung

Während der kommenden zwei bis drei Jahrzehnte ist nicht mit einer Verknappung der fossilen Energieträger zu rechnen. Auch wenn man bei **Erdöl** einen „Peak“ der weltweiten Förderung erreicht, muss das nicht zwingend zu Versorgungsengpässen führen. Ähnlich ist es bei **Erdgas**, wo sich die Nachfrage in den letzten Jahren gesteigert hat, gleichzeitig aber auch die Suche neuer Lagerstätten intensiviert wurde. Technische Neuentwicklungen haben dazu geführt, dass die Schätzung der wirtschaftlich gewinnbaren Vorräte im Verlauf der Jahre stets gewachsen ist.

Die geographischen Ungleichgewichte zwischen Vorkommen und Verbrauch führen bei weltweit steigendem Bedarf aber zu einer immer stärkeren Abhängigkeit der Industrieländer von Gasimporten. So erwartet etwa die International Energy Agency (IEA) für die europäischen OECD-Länder einen Anstieg der Importabhängigkeit von 36 % im Jahr 2000 auf mehr als 60% im Jahr 2030. Neben der leitungsgebundenen Gasversorgung wird künftig auch dem Transport von verflüssigtem Erdgas (LNG) mehr Bedeutung zukommen. Die „gas-to-liquids“ Technologien bei der Brennstoffbereitstellung sind bereits heute an der Schwelle der Wirtschaftlichkeit. Sie gestatten die Nutzung von Gasreserven, deren Wirtschaftlichkeit wegen hoher Transportkosten bisher nicht gegeben war.

Verglichen mit Öl und Gas sind die weltweiten **Kohlevorräte** enorm und die interregionalen Handelsbeziehungen gut ausgebaut. Bei den gegenwärtigen Abbaumengen reichen die Re-

serven noch mehrere hundert Jahre. In Europa dürfte allerdings die Unrentabilität einheimischer Kohlegruben und ökologische Bedenken zur Schließung weiterer Kohlebergwerke führen, und es bleibt insbesondere abzuwarten, wie sich staatliche Programme zur Minderung der energiebedingten CO₂-Emissionen auf den Kohleverbrauch auswirken. Die Entwicklung der weltweiten Energiemärkte lässt bis 2020 noch keine einschneidende Verknappung der Vorräte erkennen; trotz hoher Preis-Volatilität sind bei den Brennstoffpreisen nur moderate Änderungen zu erwarten.

Anders bei **Erdöl** und **Erdgas**, wo mit einem stärkeren Preisanstieg zu rechnen ist. Der Erdgaspreis dürfte sich auch in Zukunft am Erdölpreis orientieren, da beide Energieträger in vielen Anwendungen substituierbar sind. Ein höherer Preis könnte sich z. B. durch Beschränkungen bei den Exportquoten der Förderländer oder durch Schwierigkeiten beim Aufbau der für die Versorgung erforderlichen Infrastruktur und fehlende Investitionen ergeben. Die zunehmende Konsolidierung der bis heute eher regional ausgerichteten Gasmärkte zu einem „Welt-Erdgasmarkt“ kann dämpfend auf den Gaspreis wirken. Schwankungen der Brennstoffpreise, wie wir sie in der jüngsten Vergangenheit beobachten konnten, sind aber auch in der Zukunft nicht auszuschließen.

5.1.2 Einsatz fossiler Energieträger zur Deckung des Strombedarfs in Deutschland

Deutschland ist bei der Versorgung mit Primärenergie zu 60% von Importen fossiler Energieträger abhängig. Etwa 40% beruhen auf Erdöl, das vorwiegend im Verkehrssektor verbraucht wird. Die Stromerzeugung basiert gegenwärtig zu ca. 60% auf fossil befeuerten Kraftwerken, wovon 27% bzw. 23% auf Braun- und Steinkohle entfallen. Das Erdgas erreicht einen Anteil von 10%, Erdöl von weniger als 1%. Erdöl und Erdgas werden überwiegend importiert, weshalb der Frage der Versorgungssicherheit Deutschlands zukünftig eine noch stärkere Bedeutung zukommt. Viel günstiger ist die Situation bei Kohle, wo Deutschland über einen langfristig immer bedeutenderen sicheren Energieträger verfügt. Braunkohle ist eine wettbewerbsfähige Säule bei der heimischen Stromerzeugung, ihre Bedeutung wird erhalten bleiben. Anders ist es bei Steinkohle, die wegen der hohen Förderkosten subventioniert wird, um im Wettbewerb mit der mehrfach billigeren aber ebenfalls sicheren Importkohle zu bestehen.

5.1.3 Voraussichtliche technische Entwicklungen

Neben der Verfügbarkeit von Brennstoffen und den Preisen spielt die Technologieentwicklung eine entscheidende Rolle, da fossil befeuerte Kraftwerke weiterhin das Rückgrad der Energiewirtschaft darstellen. Dampfturbinen, Gasturbinen und Generatoren werden

auch künftig die technischen Kernkomponenten der Stromerzeugung sein. Bei Dampfkraftwerken wurden in den letzten Jahren erhebliche **Wirkungsgradsteigerungen** erzielt, so bei Steinkohle mit einem projektierten Wirkungsgrad von ca. 46%. Bei Braunkohlekraftwerken ist der Wirkungsgrad wegen der Kohletrocknung etwas niedriger, doch weist das neue Kraftwerk Niederaußem bereits einen Netto-Wirkungsgrad von 43% auf. Den Schwerpunkt bei der Entwicklung moderner Dampfturbinengenerationen stellt die Materialforschung dar. Mit neuen Legierungen auf Nickelbasis lassen sich höchste Dampfzustände und maximale Wirkungsgrade erreichen. Weiteres Entwicklungsziel ist eine flexible Betriebsweise mit kurzen Anfahrzeiten. Im Jahr 2020 könnten Anlagen mit einem Wirkungsgrad von ca. 53% verfügbar sein.

Bei gasbefeuerten Anlagen erfolgte erst in den 80er Jahren durch **Kombination von Gas- und Dampfprozessen** (GUD) ein Durchbruch, der zu höheren Leistungen und einer wesentlichen Verbesserung des Wirkungsgrades führte. Gründe waren auch hier neue Erkenntnisse in der Materialforschung und Weiterentwicklung von Fertigungstechnologien sowie daraus folgend eine Erhöhung der Verbrennungstemperaturen und des Wirkungsgrades auf über 58%, in einigen Jahren auf über 60%. Dies sind weltweit höchste Wirkungsgrade bei fossil befeuerten Kraftwerken. Bei der Weiterentwicklung sind in erster Linie GUD-Anlagen mit integrierter Kohlevergasung (ICCC) zu nennen, die eine Nutzung des Brennstoffs Kohle erlauben.

Eine immer wichtigere Rolle bei der Entwicklung zukünftiger Kraftwerke mit fossilen Energieträgern ist die Senkung der CO₂-Emissionen. Außer einer Erhöhung des Wirkungsgrades bietet die **CO₂-Abscheidung** aus dem Rauchgas oder aus dem bei IGCC Verfahren gewonnenen Synthesegas eine Möglichkeit, die bei der Verbrennung entstehenden Emissionen fast vollständig zu vermeiden. Umfangreiche Entwicklungsarbeiten sind noch erforderlich, um die hierzu notwendige Technik bereitzustellen. Neben der Verbrennung mit reinem Sauerstoff und dem Einsatz wasserstoffreicher Gase in Gasturbinen ist die Einbindung von Komponenten und Anlagenteilen zur CO₂-Abtrennung in einen effizienten Kraftwerksprozess ein Schwerpunkt der zukünftigen Entwicklung. Aus der chemischen Industrie sind Verfahren zur CO₂-Abtrennung bekannt, auch liegen erste Erkenntnisse mit hochintegrierten Kraftwerksanlagen in IGCC-Technik vor.

5.2 Kernenergie

5.2.1 Deutsche Kernenergiepolitik im internationalen Kontext

Im Jahr 2003 hatte die Kernenergie in Deutschland einen Anteil von 28,1% an der öffentlichen Stromversorgung und deckte rund 50% der Grundlast ab. Kern der heutigen deut-

schen Energiepolitik ist die schrittweise Beendigung der Nutzung der Kernenergie durch Laufzeitbegrenzung der bestehenden Kernkraftwerke und Neubauverbot. Entsprechend der Altersstruktur der noch in Betrieb befindlichen 18 Anlagen werden im Jahr 2010 noch 13 Anlagen im Betrieb sein und etwa 125 Mrd. kWh Strom erzeugen, also noch etwa drei Viertel der heutigen Erzeugung von rund 165 Mrd. kWh. Anfang der 2020er Jahre werden als letzte die drei Konvoi-Kernkraftwerke Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2 den Betrieb einstellen.

In der EU-25 betreiben 13 Länder Kernkraftwerke. Der Kernenergieanteil an der öffentlichen Stromerzeugung liegt bei 32%, nahezu unverändert gegenüber der EU-15 (35%). Weltweit gesehen liegt der Kernenergieanteil heute bei 16%. Der Ausbau konzentriert sich derzeit im Wesentlichen auf Asien; in allen asiatischen Ländern, die Kernkraftwerke betreiben (China, Indien, Japan, Südkorea, Taiwan), sind Neuanlagen im Bau. In China sind neun Kernkraftwerke in Betrieb, zwei im Bau und weitere 30 Anlagen bis 2020 geplant.

5.2.2 Uranversorgung

Die bekannten Uranreserven der niedrigsten Gewinnungskosten-Kategorie (bis 40 US\$/kg) belaufen sich nach dem jüngsten Bericht der Nuclear Energy Agency der OECD auf rund 2,4 Mio. t („sichere Reserven und geschätzte zusätzliche Reserven hohen Vertrauensgrades“); in der nächsthöheren Kategorie (40-80 US\$/kg) kommen rund 3,2 Mio. t dazu, in der obersten betrachteten Kostenkategorie (80-130 US\$/kg) rund 0,9 Mio. t. Der Uranbedarf für die friedliche Nutzung der Kernenergie belief sich im Jahr 2003 auf 68 435 t Natururan. Geht man von einer gleich bleibenden Nutzung der Kernenergie auf heutigem Niveau und mit heutiger Reaktortechnik aus, so reichen die derzeit bekannten Reserven für über 80 Jahre aus.

5.2.3 Stand der Technik und Entwicklungstrends

Alle 18 in Deutschland in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke sind mit Leichtwasserreaktoren ausgestattet, und zwar zwölf mit Druckwasserreaktoren (DWR) und sechs mit Siedewasserreaktoren (SWR). Dies sind mit 264 Anlagen weltweit die dominierenden Reaktortypen, für die infolgedessen ein breites Erfahrungspotential vorhanden ist. Alle am Netz befindlichen deutschen Kernkraftwerke werden der zweiten Reaktorgeneration zugerechnet. Auf Grund des geringen Ausmaßes an nicht geplanten Stillständen erreichten die deutschen Anlagen im Durchschnitt der Jahre 2001 – 2003 eine mittlere Arbeitsausnutzung von 84,9%.

In den letzten zehn Jahren wurden in mehreren Ländern Reaktoren der dritten Generation entwickelt, die nicht nur eine höhere Wirtschaftlichkeit aufweisen, sondern auch eine neue sicherheitstechnische Qualität darstellen. Bei diesen neuen Typen handelt es sich durchweg um wassergekühlte Reaktoren und zwar mit einer Ausnahme um Leichtwasserreaktoren. Deutschland befindet sich bei den Weiterentwicklungen des Druckwasser- und des Siedewasserreaktors technologisch noch in einer Spitzenposition. Der Europäische Druckwasserreaktor EPR ist eine deutsch-französische Gemeinschaftsentwicklung, der innovative Siedewasserreaktor SWR 1000 wurde mit Partnern in der Schweiz, den Niederlanden, Finnland und Frankreich entwickelt. Der erste EPR ist derzeit in Finnland im Bau. Der zweite wird in Frankreich errichtet werden. Beim EPR wurde die Wirtschaftlichkeit gegenüber den bestehenden Kernkraftwerken vor allem durch folgende Maßnahmen verbessert:

- Eine erhöhte Leistung von rund 1600 MW
- Anhebung des Wirkungsgrads von 35% auf ca. 37%
- Verkürzte Bauzeit
- Anhebung der Betriebsdauer auf 60 Jahre
- Verkürzte planmäßige Stillstandszeit durch wartungsfreundliche Konstruktion
- Eine um etwa 15% verbesserte Brennstoffausnutzung (geringerer Uranbedarf, geringere Entsorgungskosten der gebrauchten Brennelemente)

Eine wesentliche Verbesserung wurde im Sicherheitsbereich erzielt. Bei Unfällen mit dem in der Auslegung unterstellten, extrem unwahrscheinlichen Fall eines Kernschmelzens wird die Radioaktivität im Containment eingeschlossen, um die Folgen eines Unfalls auf die Anlage selbst zu beschränken. Ein neuartiges System stellt sicher, dass eine Kernschmelze unterhalb des Reaktordruckbehälters auf einer speziellen Ausbreitungsfläche innerhalb des Containments aufgefangen und gekühlt wird.

Auf Initiative der USA ist vor wenigen Jahren ein internationales Projekt gestartet worden, das „Generation IV International Forum (GIF)“, dessen Ziel es ist, neuartige Reaktortypen der vierten Generation zu identifizieren, die in den nächsten 20 bis 30 Jahren entwickelt werden könnten und die im Hinblick auf Sicherheit, Wirtschaftlichkeit, Schonung der Uranreserven, Abfallminimierung oder Proliferationsfestigkeit einen Fortschritt darstellen würden. Deutschland ist dem GIF bislang nicht beigetreten, jedoch ist die EU Mitglied.

5.3 Erneuerbare Energien

Ziel der europäischen Politik ist die Förderung erneuerbarer Energieträger. Die deutsche Regierung will hierzu deren Anteil an der Bruttostromerzeugung bis 2010 auf 12,5% steigern, bis 2020 auf 20% und langfristig (2050) auf 50%.

5.3.1 Stand der Entwicklung

Die Beiträge der erneuerbaren Energien zur Stromversorgung konzentrierten sich in der Vergangenheit mit einem Anteil von 4 % auf die Wasserkraft. Mit Einführung des Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) konnte der Anteil der erneuerbaren Energien deutlich erhöht werden, insbesondere durch Ausbau der Windenergie. Trotz einer installierten Leistung von über 14 GW Ende 2003 konnte wegen der Unstetigkeit des Windaufkommens nur 15% dieser Leistung bilanziert werden. Konventionelle Kraftwerke oder Energiespeichersysteme mussten das Defizit ausgleichen.

Ende 2003 trugen alle erneuerbare Energien mit einer installierten Leistung von rd. 20 GW zur Versorgung bei. Dies entsprach 18,4% der in Deutschland installierten elektrischen Leistung bzw. einem Beitrag von rd. 8% der elektrischen Arbeit.

5.3.2 Zukünftige Entwicklung Deutschlands

Aus heutiger Sicht werden bis 2020 nur Wind, Biomasse, Wasser und Geothermie nennenswerte Versorgungsbeiträge zur Stromversorgung bieten. Der Beitrag der Photovoltaik (PV) wird wegen der geringen Sonneneinstrahlung begrenzt bleiben.

Windenergie

Der Einsatz von Windenergieanlagen erfolgte bisher onshore. Die installierte Leistung betrug Ende 2003 14,3 GW, bei einer Erzeugung von 18.600 TWh/a. Die geringen Volllaststunden von im Mittel 1.800 h/a lassen bei Investitionen mit 1.000 €/kW unter normalen Bedingungen noch keine Wirtschaftlichkeit erwarten. Die Betreiber erhalten deshalb finanzielle Unterstützung gemäß EEG.

Der Ausbau der Windenergie hat zu einer Verknappung der Aufstellungsflächen auf dem Festland geführt bei gleichzeitig abnehmender Akzeptanz in der Bevölkerung. Schwierigkeiten resultieren aber auch aus der Netzanbindung sowie der Bereitstellung von Regelreserve und Regelenergie. Entsprechend ist nur noch bis 2010 von einem nennenswerten Ausbau der Windenergie auszugehen. Die installierte Leistung wird bis auf 20 GW anwachsen bei einer Erzeugung von 36 TWh/a.

Die Deutsche Energieagentur (DENA) geht demgegenüber in ihrem Gutachten von einer forcierten Entwicklung aus. Sie erwartet bis 2020 eine installierte Leistung von rd. 22 GW.

Der Einsatz von Offshore-Anlagen wird zu einer Ausweitung der Windenergienutzung führen. Die Planungen gehen in Nord- und Ostsee von zusammen 25 GW aus bei einer Erzeugung von 90 TWh/a. Bei hohen Investitionen von 2000 €/kW und mehr erfordert die Wirtschaftlichkeit ein gegenüber dem Binnenland deutlich größeres Windaufkommen (3.000-3.500 Volllaststunden in der Ost- und 3.500-4.000 Stunden in der Nordsee erwartet) sowie eine erhöhte Vergütung nach dem EEG.

Erste kommerzielle Offshore-Anlagen werden für 2005 erwartet. Wegen der fehlenden Betriebserfahrung sollte der Ausbau bis 2010 auf 3 GW (2 GW Nordsee, 1 GW Ostsee) und 11 TWh/a beschränkt bleiben. Bis 2020 ist von 10.000 MW (Nordsee 7 GW, Ostsee 3 G MW) bzw. einer Erzeugung von 36 TWh/a auszugehen.

Abweichend hiervon erwartet die DENA auch im Offshore-Bereich eine forcierte Entwicklung. Sie geht bis 2020 von 25,7 GW aus bei einer Erzeugung von 92,5 TWh/a.

Biomasse

Das Biomassepotenzial wird in Deutschland mit 12 GW bzw. 58 TWh/a veranschlagt. Trotz dieses großen Potenzials lag die installierte elektrische Leistung Ende 2003 erst bei 0,9 GW. Bis 2010 wird ein Versorgungsbeitrag von 2 GW erwartet, bis 2020 ca. 4,7 GW.

Die Aktivitäten konzentrierten sich bisher auf die Holzverbrennung. Die hieraus resultierende große Holznachfrage hat bereits zu einer Marktverknappung geführt, so dass die Realisierung aller geplanten Projekte fragwürdig ist. Bei einer Umsetzung der durch den Holzmarkt bedienbaren Projekte ist von einer installierten Leistung von 2 GW bzw. von 14 TWh/a auszugehen.

Eine weitere Ausweitung der Biomassenutzung setzt Anlagen im kleineren Leistungsbereich voraus. Die Hersteller arbeiten deshalb an der Entwicklung von Vergasungssystemen, deren Produktgas sich in Verbrennungskraftmaschinen nutzen oder in Methanol umwandeln lässt.

Wasser

Der Beitrag der Wasserkraft zur Stromversorgung konzentrierte sich bis Anfang der 90er Jahre auf Großanlagen. Die installierte Leistung betrug 4,4 GW bzw. 16 TWh/a. Mit Unterstützung des EEG erfolgte in den Jahren bis 2003 der Ausbau in kleineren Einheiten. Heute ist von einer Gesamtleistung von 4,75 GW bzw. 24 TWh/a auszugehen.

Auch in der Zukunft sollte der Ausbau der Wasserkraft vorrangig in kleineren Einheiten erfolgen. Bei einem Potenzial von 5 GW könnte 2010 eine installierte Leistung von 4,85 GW mit einer Erzeugung von 24 TWh/a zur Verfügung stehen, in 2020 rd. 5.000 MW bzw. 25 TWh/a.

Geothermie

Der Geothermie wird mit 43 GW das größte theoretische Potenzial zugesprochen. Die Nutzung steckt jedoch wegen der großen technischen Schwierigkeiten noch in den Anfängen. Die praktische Anwendung beschränkt sich derzeit auf das Projekt Neustadt-Glewe mit 200 kW.

Bis 2010 soll eine Reihe von Anlagen im Megawatt-Bereich realisiert werden. Die Leistung soll auf 30 MW bei einer Erzeugung von 0,240 TWh wachsen. Bis 2020 ist von 100 MW bzw. 0,8 TWh auszugehen.

Photovoltaik

Die installierte Leistung der Photovoltaik (PV) beträgt heute rd. 0,3 GW. Die Erzeugung entspricht bei einer mittleren Volllaststundenzahl von 800 h/a rd. 0,23 TWh/a.

Die Entwicklungsarbeiten konzentrieren sich auf die Herstellung kostengünstiger Module. Ziel ist eine nachhaltige Senkung der Investitionen von derzeit 5.000 €/kW. Insgesamt sollte die PV-Erzeugung in Deutschland wegen der geringen Sonneneinstrahlung eine untergeordnete Rolle spielen. Bei einem Zuwachs von 8 %/a könnte bis 2010 eine installierte Leistung von 0,48 GW bzw. 0,384 TWh zur Verfügung stehen, 2020 rd. 1 GW bzw. 0,8 TWh.

Kraft-Wärme-Kopplung

Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zählt nicht zu den erneuerbaren Energien, sie bietet aber durch die gekoppelte Erzeugung ein großes Potenzial zur Energieeinsparung. Nach einer Abschätzung für den Deutschen Bundestag ist auf Basis der derzeitigen Wärmenachfrage von einem Stromerzeugungspotenzial von 220-380 TWh/a auszugehen.

Die gekoppelte Stromerzeugung liegt heute bei 18,7 GW bzw. 60 TWh/a. Für die Zukunft ist mit Unterstützung durch das KWK-Gesetz, der geplanten EU-Direktive und Einsatz neuer Technologien wie der Brennstoffzelle von einem Ausbau der KWK auszugehen. Bis

2010 könnte die installierte Leistung auf 21 GW bzw. 69 TWh/a zunehmen, bis 2020 auf 25 GW bzw. 82 TWh/a.

5.3.3 Bewertung

Zusammenfassend bieten die erneuerbaren Energien bis 2020 ein Versorgungspotenzial von 40,8 GW bzw. 131,5 TWh/a. Entsprechend der in der DENA-Studie veranschlagten Ausbauentwicklung der Windenergie ist bis 2020 von einer installierten Leistung von 58,7 GW bzw. 192 TWh/a auszugehen.

Der Beitrag der KWK-Erzeugung könnte 2020 rd. 82 TWh/a betragen. Zusammen mit den erneuerbaren Energien ergibt sich damit ein Versorgungspotenzial von 213,5 TWh/a. In Verbindung mit den Werten der DENA-Studie ist von einer Leistung von 83,7 GW bzw. 274 TWh/a auszugehen.

5.4 Speicherung

5.4.1 Stand der Technik und Entwicklung

Die mit erneuerbaren Energiequellen (Wind, Sonne, Fließwasser) gewonnene Energie lässt sich in der Regel nicht speichern. Man nutzt das momentan verfügbare Leistungsangebot (Windgeschwindigkeit, Strahlungsintensität, Wasserdurchfluß), um daraus elektrische Leistung zu gewinnen. Dieses ist naturgemäß Schwankungen unterworfen und nicht jederzeit verfügbar. Um das gesamte Energieangebot nutzen und die Leistung bedarfsgerecht einspeisen zu können, sind Energiespeicher notwendig. Verschiedene Speicherverfahren sind noch in der Entwicklung oder eignen sich nicht für die in der Energieversorgung notwendigen großen Leistungen.

Eine verbreitete und erprobte Speichertechnik sind Pumpspeicher-Kraftwerke. Die im Hoch- und Mittelgebirge errichteten Anlagen reichen jedoch auch bei einer Ausweitung nicht aus, um den Speicherbedarf bei einer forcierten Nutzung erneuerbarer Energien zu decken.

Eine die Landschaft wenig beeinträchtigende Form der Energiespeicherung im GWH-Maßstab sind Gasturbinen-Kraftwerke mit Druckluft-Speicher (CAES, compressed air energy storage). Speicherkavernen können z.B. durch Aussolung in unterirdischen Salzstöcken oder Aquiferstrukturen sowie in aufgelassenen (und abgedichteten) Bergwerken errich-

tet werden. Geeignete geologische Formationen finden sich vielfach nicht nur in Norddeutschland sondern auch in der Nordsee. Das nutzbare Potenzial ist noch nicht bekannt.

5.4.2 Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Langfristig werden auch neuartige Speicherverfahren benötigt, die die Gewinnung von lager- und transportfähiger Sekundärenergie in großem Maßstab ermöglichen. Die Erzeugung elektrischer Energie aus Wind oder Sonne und ihre bedarfsgerechte Anwendung würden damit entkoppelt; ein wichtiges Hindernis für die Nutzung regenerativer Energiequellen wäre beseitigt. Eine Option wird in der Wasserstoffwirtschaft gesehen.

Die alternativ diskutierte direkte Netzeinspeisung unbegrenzt wachsender Mengen fluktuierender Windenergie ohne Speicherung und ohne Rücksicht auf den momentanen Netzbedarf ist demgegenüber nicht als zukunftsfähige Lösung zu betrachten. Sie kann die Sicherheit des Verbundnetzes gefährden und führt langfristig in eine energiepolitische Sackgasse.

Die bisher übliche direkte Netzeinspeisung ohne Speicher führt schon heute zu erheblichen Schwierigkeiten beim Netzbetrieb, da weder der zeitliche Verlauf der Leistung noch die örtliche Verteilung der Einspeisestellen mit dem Netzbedarf übereinstimmen. Mit dem geplanten Ausbau der Off-shore-Erzeugung auf 20 GW und mehr werden diese Probleme erheblich zunehmen.

Ein Ausgleich durch Pumpspeicher und speicherfähige Gaskraftwerke ist wegen der Dimensionen nur begrenzt praktikabel. Es ist zusätzlich die Entkopplung von Primärerzeugung und Verbrauch durch Umwandlung von natürlichen in speicher- und transportfähige Energieträger erforderlich. Die Energie kann später bedarfsgerecht zurückgewonnen werden, um ortsfeste oder mobile Endverbraucher zu versorgen.

Als Sekundärenergieträger eignet sich vor allem Wasserstoff wegen seiner universellen Verwendbarkeit. Seine Herstellung mittels Elektrolyse und die Umkehrung in Brennstoffzellen sind bekannt. Obwohl industrielle Anlagen mit akzeptablem Wirkungsgrad über 80% verfügbar oder in einer fortgeschrittenen Entwicklungsphase sind, erfordert der gesamte Energiekreislauf einschließlich der Speicher-, Transport- und Verteilungstechnologie umfangreiche Entwicklungsarbeiten. Das Dimensionsproblem von MW zu GW ließe sich, ähnlich wie bei der primären Elektrizitätserzeugung, durch Modularisierung lösen.

Für die künftige Entwicklung der Energieversorgung ist es notwendig, nach neuen globalen Lösungen zu suchen. Ein hoch entwickeltes Industrieland kann es sich auf Dauer nicht leisten, sich auf lokale Ad-hoc-Lösungen zu beschränken. Auch aus Gründen des globalen

Wettbewerbs ist es unbedingt erforderlich, sich der Entwicklung einer künftigen Wasserstoff-Energiewirtschaft mit mehr Nachdruck zu widmen. In USA gibt es im Rahmen des staatlich geförderten Projektes "Freedom Car" Forschungsaktivitäten im Mrd. \$-Bereich, an denen mehrere IEEE Teilgesellschaften beteiligt sind.

6. Netze: Struktur, Versorgungssicherheit und Reservehaltung

6.1 Aufgaben der Netze

In Deutschland dienen die Netze in erster Linie der Übertragung und der Verteilung elektrischer Energie vom Kraftwerk zum Kunden. Indem sie durch die Bereitstellung redundanter Übertragungs- und Verteilungswege sowie durch die Einbindung schnell aktivierbarer Erzeugungsquellen einen hohen Beitrag zur Versorgungsqualität leisten, „veredeln“ sie aber auch das Produkt Strom. Diese „Systemdienstleistung“ der Netze wird häufig unterschätzt.

Die Netze aller Spannungsebenen weisen in Deutschland eine Stromkreislänge von 1,6 Mio. km auf. Die Erzeugungsstandorte wurden in der Vergangenheit möglichst in die Nähe von Verbrauchsschwerpunkten gelegt. Entsprechend niedrig sind die Netzverluste; sie liegen mit ca. 4 Prozent sehr niedrig im internationalen Vergleich.

Auch die Versorgungssicherheit ist mit 15 min/Jahr Ausfallzeit eine internationale Bestleistung. Großflächige Versorgungsausfälle, wie sie in der jüngsten Vergangenheit in den USA und Kanada, aber auch in Europa aufgetreten sind, liegen in Deutschland Jahrzehnte zurück.

In die elektrischen Netze werden jährlich rd. 2 Mrd. € investiert; das sind etwa 50% der gesamten Investitionen der deutschen Stromwirtschaft.

6.2 Übertragungsnetze

Die Übertragungsnetze (400 und 220 kV, teilweise wird auch 110 kV dazugerechnet) der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind zum Deutschen Verbundnetz zusammengeschaltet. Sie stellen das Rückgrat der elektrischen Energieversorgung dar. Um die verschiedenen Aufgaben wahrnehmen zu können, sind diese Netze stark vermascht und ermöglichen so Energieflüsse in unterschiedliche Richtungen.

Diese Netze bilden jeweils eine der vier deutschen Regelzonen. In jeder Regelzone ist der ÜNB für die zeitgerechte Aufrechterhaltung des Systemgleichgewichts bei allen Betriebszuständen verantwortlich. Das Deutsche Verbundnetz ist integraler Bestandteil des Europäi-

schen Verbundnetzes. Wesentliche Folge der (überwiegend) synchronen Zusammenschaltung der Drehstromnetze ist die starke Wechselwirkung zwischen den Teilnetzen im Normalbetrieb, aber insbesondere im Störfall. So ergeben sich Lastflüsse nach rein physikalischen Gesetzmäßigkeiten und nicht nach Länder- oder Unternehmensgrenzen. Störungen teilen sich allen Teilnetzen sekundenschnell mit und erfordern entsprechende Gegenreaktionen. Wesentlich ist deshalb eine enge Kooperation der deutschen ÜNB untereinander sowie auf europäischer Ebene im Rahmen der UCTE.

Entsprechend seiner Lage im Zentrum Europas verfügt Deutschland über eine Vielzahl von Kuppelleitungen mit den angrenzenden Unternehmen bzw. Ländern. Neben den innerdeutschen Lastflüssen treten deshalb zusätzlich grenzüberschreitende Transit-Lastflüsse in den deutschen Höchstspannungsnetzen auf. Sie belasten die deutschen Übertragungsnetze und können zu Engpässen im Netz führen.

Die Strommarkt-Liberalisierung hat zu gravierenden Änderungen der Lastflüsse im deutschen und europäischen Verbundnetz geführt. Obwohl die Übertragungsnetze für eine verbrauchsnahe Stromerzeugung konzipiert sind, treten inzwischen regelmäßig weiträumige Transporte großer Leistungen auf. Die betrieblichen Reserven im Netz werden dadurch vollständig in Anspruch genommen, zu Lasten der Sicherheit des Verbundsystems. Insbesondere die Übertragungsnetze in zentraler Lage Europas sind stark belastet. Regelmäßig kommt es zu kritischen Betriebssituationen mit der Gefahr großräumiger Versorgungsunterbrechungen. Die zur Verfügung stehenden betrieblichen Gegenmaßnahmen sind begrenzt. Bei den langen Realisierungszeiten für neue Leitungen – 10 bis 15 Jahre, wenn überhaupt eine Genehmigung erlangt wird – ist mit einer baldigen Entlastung nicht zu rechnen.

Erschwerend wirken sich die absehbare Stilllegung von Kraftwerken und deren notwendiger Ersatz aus. Aus Netzsicht wäre der Neubau wie bisher in der Nähe der Verbrauchschwerpunkte zweckmäßig, anderenfalls müssten weitere zusätzliche Übertragungsleitungen errichtet werden.

Weitere Unsicherheiten resultieren aus der gesetzlichen Verpflichtung der Netzbetreiber, den Strom aus erneuerbaren Energiequellen bevorrechtigt in ihre Netze aufzunehmen. Als Folge treten schon heute windstrombedingte Netzengpässe auf. Mit dem Bau einiger hundert km neuer Hoch- und Höchstspannungsleitungen sollen bestehende Kapazitätsengpässe beseitigt und weitere Kapazitäten für den mittelfristig absehbaren Ausbau der Onshore-Windenergie geschaffen werden. Fachleute schätzen, dass der weitere Ausbau der Windenergie bis 2016 deutschlandweit den Bau von rd. 2.000 km neuer Hoch- und Höchstspannungsleitungen mit einem Gesamtaufwand von über 1 Mrd. € erforderlich machen wird.

Bis die geplanten Leitungen tatsächlich für den Betrieb zur Verfügung stehen, werden wohl noch mehrere Jahre vergehen. Es ergibt sich daher die Notwendigkeit, zur Vermeidung von Leitungsüberlastungen Windkraftanlagen in das Erzeugungsmanagement einzubeziehen.

Diese Überlegungen berücksichtigen noch nicht in voller Höhe den geplanten Bau von Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee. Deren Leistung soll zu den Lastschwerpunkten im Zentrum Deutschlands übertragen werden. In der z. Zt. laufenden DENA-Studie werden verschiedene technische Möglichkeiten untersucht. Hierbei werden auch betriebliche Optimierungsmöglichkeiten berücksichtigt, um Beschränkungen des Leitungsneubaus Rechnung zu tragen.

In Abhängigkeit von den verschiedenen Szenarien wären für diese Übertragungsaufgabe voraussichtlich drei neue leistungsstarke Höchstspannungstrassen in die Lastschwerpunkte Ruhrgebiet und Rhein-Main-Gebiet mit einer mittleren Länge von etwa 500 km erforderlich. Hinzu kommen Aufwendungen für Netzverstärkungen in den Ballungsgebieten, für Kompensationseinrichtungen, für Maßnahmen zur Lastflussteuerung usw. Insofern können die Kosten für diesen Netzausbau auf Werte zwischen 2 und 3 Milliarden € geschätzt werden. Darin sind der technische Aufwand und die Kosten für die Übertragung zwischen den Windparks und geeigneten, küstennahen Einspeisepunkten noch nicht enthalten.

Die Netzbetreiber müssten neben der Bereitstellung ausreichender Übertragungskapazitäten aber auch dafür sorgen, dass zusätzliche Ausgleichs- und Regelleistung und -energie jederzeit verfügbar ist, um die zeitlich stark schwankende und kaum prognostizierbare Windeinspeisung auszugleichen. Hierfür ist ein hoher Regelaufwand in konventionellen Kraftwerken erforderlich, um das Gleichgewicht zwischen allen Einspeisungen und dem schwankenden Verbrauch im Übertragungsnetz aufrecht zu erhalten.

Die mit derartigen Leistungstransporten verbundenen Verluste sind ebenfalls nicht vernachlässigbar. Auch wenn die traditionell niedrigen Netzverluste (bislang rd. 4%) sich nur geringfügig erhöhen, bedeutet doch jedes zusätzliche Prozent Verluste rd. 5 TWh (entspricht etwa dem Stromverbrauch von Luxemburg), die zusätzlich erzeugt werden müssen.

Diese mit der Windenergie verbundenen Fragen erhalten inzwischen eine europäische Dimension. Neben der erwarteten Verdopplung der Kapazitäten in Deutschland bis 2010 ist mit starkem Zubau vor allem in Frankreich (auf 12 GW) und Spanien (von 5 auf 13 GW) zu rechnen. Entsprechend verlangt die UCTE europaweit Maßnahmen im betrieblichen Bereich und beim Netzausbau, um negative Auswirkungen auf die Versorgungsqualität zu vermeiden.

6.3 Verteilnetze

Im Gegensatz zu den stark vermaschten Übertragungsnetzen werden die Mittel- und Niederspannungsnetze in der Regel strahlenförmig gebaut bzw. betrieben. Die Lastflussrichtung war bislang eindeutig vorgegeben, da sich in den Verteilnetzen nur Energieerzeuger mit geringen Leistungen befanden. Für die Schutztechnik reichen meistens einfache Sicherungen aus; Leittechnik ist bis auf die Einspeiseanlagen aus 110 kV in der Regel nicht vorhanden.

Durch die Zunahme dezentraler Erzeuger ist eine Trendwende zu verzeichnen. Neben Windkraftanlagen speisen vermehrt Photovoltaik-Anlagen in die Nieder- und Mittelspannungsnetze ein. Weiterhin ist zukünftig ein stärkerer Zubau von KWK-Anlagen zu erwarten. In einigen Jahren könnten KWK-Anlagen auf Basis von Brennstoffzellen herkömmliche Heizungssysteme ersetzen und die Energieerzeugung aus Großkraftwerken teilweise verdrängen. In Abhängigkeit von der Erzeugungssituation sind dann Netzzustände denkbar, bei denen sich der Lastfluss umkehrt – also von den Niederspannungsnetzen in Richtung Mittel- und Hochspannungsnetz.

Die Spannungshaltung, d.h. die Einhaltung vorgegebener Spannungsgrenzwerte in diesen Netzen wird dadurch bereits heute erschwert. Eine selektive Schutzabschaltung von fehlerbehafteten Netzteilen unter Beibehaltung der heute eingesetzten einfachen und kostengünstigen Schutztechnik dürfte kaum noch möglich sein. Bei der Freischaltung von Netzteilen ist darauf zu achten, dass diese Netzteile nicht durch dezentrale Erzeuger unter Spannung gesetzt werden.

Die Energieerzeugung in diesen kleinen dezentralen Erzeugungseinheiten ist wie die Windkraft im Übertragungsnetz nur eingeschränkt planbar. Eine Korrelation mit dem Strombedarf ist in seltenen Fällen gegeben. Auch hier muss der Netzbetreiber dafür sorgen, dass Energie in der benötigten Menge an anderer Stelle im Netz bereitsteht, wenn dezentrale Erzeuger nicht verfügbar sind. Dies ist nur über entsprechend ausgelegte Netze möglich.

Einen positiven Einfluss hat die dezentrale Erzeugung auf die Netzverluste, solange die benötigte Energie verbrauchsnahe erzeugt wird. Dies gilt allerdings auch nicht uneingeschränkt, da bei einem exzessiven Ausbau der dezentralen Erzeugung und der damit einhergehenden dauerhaften Umkehr der Lastflussrichtung auch wieder mit einem Ansteigen der Verluste zu rechnen ist.

Viele der angesprochenen Probleme sind technisch lösbar, erfordern aber neue Konzepte für Schalt-, Schutz und Steuerungstechnik, die in Zukunft durch den Einsatz moderner Primär-

und IT-Technologien möglich sein dürften. Allerdings müssen sich diese Modelle noch wirtschaftlich darstellen lassen.

7. Langfristige Perspektiven

7.1 Kernfusion

Die Energiequelle von Sonne und Sternen auf der Erde nutzbar zu machen, ist das Ziel der Fusionsforschung: Ein Fusionskraftwerk soll aus der Verschmelzung von Atomkernen nutzbare elektrische Energie gewinnen. Unter irdischen Bedingungen gelingt dies mit den Wasserstoff-Isotopen Deuterium und Tritium. Sie verschmelzen zu Helium, wobei Neutronen sowie große Mengen an Energie frei werden: Ein Gramm Brennstoff könnte 90 MWh Energie freisetzen – die Verbrennungswärme von 11 Tonnen Kohle. Die für den Fusionsprozess nötigen Grundstoffe Deuterium und Lithium, aus dem im Kraftwerk Tritium entsteht, sind in nahezu unerschöpflicher Menge auf der Erde vorhanden.

7.2 Wasserstofftechnologie

Erneuerbare Energiequellen sind weltweit verteilt. Allerdings stimmt der Ort des Vorkommens meist nicht mit den Verbrauchszentren überein und die Gewinnung erfolgt nicht zur gewünschten Zeit. Für die Verteilung zum Verbraucher benötigt man neue Technologien zur Speicherung und zum Transport der Energie in technisch nutzbarer Form.

Der Transport von Energie kann elektrisch erfolgen, wo immer das sinnvoll möglich ist, dagegen ist die Speicherung von Strom bis heute nur unbefriedigend gelöst. Als ein nachhaltiges und umweltfreundliches Speichermedium wird der Wasserstoff angesehen. In Verbindung mit Brennstoffzellen bietet er die Möglichkeit, die Energie verlustarm wieder in elektrische Energie umzuwandeln.

Wo es sinnvoll ist, kann die Brennstoffzelle schon heute eingesetzt werden, etwa bei mobilen Anwendungen. Die Markteinführung von Wasserstoff-Pkw wird im größeren Maßstab nicht vor 2010 beginnen; um 2020 könnte dann schon ein nennenswerter Anteil erreicht sein, einschließlich der notwendigen Infrastruktur wie Tankstellen. Die Einführung von Brennstoffzellen in ortsfesten Anwendungen könnte schon früher erfolgen, insbesondere bei Heizanlagen für Ein- oder Mehrfamilienhäuser. Diverse Brennstoffzellen-Heizungen befinden sich bereits mit positiven technischen Ergebnissen im Feldtest. Allerdings sind die Kosten und das Verhalten im Dauerbetrieb noch unbefriedigend; die Weiterentwicklung wird noch Jahre dauern.

Wie schnell sich Brennstoffzellen als Bausteine eines neuen Energiesystems etablieren werden, hängt davon ab, wie schnell sich der Energieträger Wasserstoff über erneuerbare Energien bereitstellen lässt. Der Energiewandler Brennstoffzelle wird erst in dieser Kombination ökologisch interessant. Treibende Kraft dieser Entwicklung werden die Ökonomie (Versorgungssicherheit bei abnehmenden Erdölvorräten und steigenden Preisen) und die Ökologie (Klimaschutz) sein.

7.3 Perspektiven der drei Szenarien

7.3.1 Diskussion der Szenarien

Die im Abschnitt 4.2 beschriebenen Szenarien zeigen unterschiedliche Entwicklungsstrategien auf, sie stellen Alternativen dar, die wertfrei in ihren Vor- und Nachteilen diskutiert werden müssen. Aus der Diskussion sind dann die notwendigen Schlüsse zu ziehen und Umsetzungsschritte zu beschließen. Dabei ist keine weitere Zeit mehr zu verlieren. Investieren werden nur dann ihre Finanzierungsmittel einsetzen, wenn die Rahmenbedingungen eindeutig, kalkulierbar und langfristig stabil sind.

Welche Perspektiven bieten die vorgestellten Szenarien?

Das **Szenario 1** birgt neben den sehr hohen Investitionsaufwendungen bis 2020 einige wesentliche Risiken:

- Die Zeitspanne für die Erneuerung der Kraftwerksflotte in dem in Szenario 1 angegebenen Umfang beträgt nur eineinhalb Jahrzehnte.
- Die Anforderungen an die Netzstabilität und an den Transport der Windenergie von Nord nach Süd über große Strecken muss technisch und wirtschaftlich befriedigend gelöst werden. Auch die technischen Fragestellungen des stabilen und nachhaltigen Betriebs von großen Windparks im Meer sind zu klären. Es liegen weltweit keine Erfahrungswerte in ähnlichem Maßstab vor.
- Die CO₂ Problematik wird nicht entscheidend verbessert.

Im **Szenario 2** sind diese Risiken bei deutlich reduzierten Gesamtkosten vermindert. Bezüglich des CO₂ gilt die gleiche Aussage wie im Szenario 1.

Unter Umweltaspekten ist **Szenario 3** am günstigsten, da es bei vertretbaren Investitionen Raum für eine evtl. Verschärfung der CO₂ –Emissionsziele bietet.

7.3.2 Langfristige Perspektive

Der Blick auf 2020 ist in Bezug auf die „Energieversorgung“ keine langfristige Perspektive, höchstens eine mittelfristige. Für eine längerfristige Perspektive sollte folgendes gelten:

- Die fossilen Brennstoffe Gas und Öl sind – bei durchaus unterschiedlichen Reichweiten – endlich, d.h. nach allen Prognosen innerhalb einiger Generationen verbraucht oder nicht mehr wirtschaftlich zu erschließen. Allein die Kohle hat eine deutlich höhere Reichweite. Langfristig müssen daher die fossilen Energieträger durch andere Primärenergien abgelöst werden.
- Da die Treibhausgase, darunter auch CO₂, für die Klimaveränderungen verantwortlich gemacht werden, ist die zunehmende Nutzung erneuerbarer Energie zwingend. Im Rahmen eines sicher und wirtschaftlich funktionierenden Energieversorgungssystems im großen Stil birgt der Übergang jedoch noch Risiken und ungelöste Probleme. Auch die Anzahl der wirtschaftlich zu nutzenden Standorte zur Errichtung von Windkraft und Solaranlagen ist begrenzt.
- Die Nutzung der Kernenergie ist zwar emissionsfrei, aber der Brennstoff Uran ist ebenfalls nur begrenzt wirtschaftlich verfügbar.

Unter diesen Voraussetzungen kommen langfristig nur vier Technologien für die künftige elektrische Energieversorgung in Frage, von denen die erste wegen der endlichen Reichweite der Primärenergie Kohle nur mit Einschränkungen zutrifft:

1. Kohletechnologien mit CO₂ Abtrennung und Speicherung
2. Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energien
3. Kernfusion
4. Kernspaltung mit Brütertechnologie

Unter der Annahme, dass die Kernspaltung mit Brütertechnologie gesellschaftlich nicht akzeptiert wird, verbleiben nur die drei erstgenannten Primärenergiequellen zur Stromerzeugung. Aus heutiger Sicht ist daher langfristig nur ein Energiemix – bestehend aus den wesentlichen Säulen

- Erneuerbare Energien (vor allem Wasser, Biomasse und Wind, teilweise auch Sonnenenergie)
- Kohle mit CO₂-Abspaltung und
- Kernfusion

zur Stromerzeugung denkbar. Dem Wasserstoff könnte dabei für den Energietransport und die Energiespeicherung eine wichtige Rolle zufallen.

7.3.3 Bewertung

Unter diesem Langfristaspekt und bei gleichzeitiger Betrachtung von Wirtschaftlichkeit und Umweltschutz erscheint für den Horizont 2020 das zweite Szenario optimal:

- Die Kyoto-Verpflichtungen werden erfüllt.
- Die Investitionskosten sind am niedrigsten.
- Zukünftige Technologien können in realistischen Zeitspannen erforscht und erprobt werden, bevor man mit ihnen in die breite Anwendung geht.
- Die Zuverlässigkeit des Versorgungssystems „Strom“ bleibt erhalten, Risiken werden minimiert.
- Im Falle einer Verschärfung der Umweltziele über die Anforderungen des Kyoto-Protokolls hinaus lässt sich durch eine Verschiebung des Erzeugungsmix von Szenario 2 in Richtung Szenario 3 eine Lösung erreichen.
- Der weitere Einsatz der Kernspaltung dient als „Brücken“-Technologie bis zur Verfügbarkeit der Kernfusion. Dabei wird das CO₂-Problem entschärft, die neuen Technologien können in realistischen Zeiträumen entwickelt und erprobt und die Investitionskosten minimiert werden. Die Aufwendungen für die Entsorgung der Kernkraftwerke sind vergleichbar mit denen bei sofortigem Ausstieg, wie in Szenario 1 geplant.

8. Schlussfolgerungen und Handlungsbedarf

Alle an der „Stromversorgung“ Beteiligten müssen massive Anstrengungen unternehmen, um die Elektrische Energieversorgung für die mittelfristige wie auch für die langfristige Zukunft zu sichern.

Vom Gesetzgeber sind verlässliche Rahmenbedingungen zu schaffen, um die notwendigen Forschungsarbeiten anzustoßen und die erforderlichen Investitionen auszulösen. Dies betrifft die Unternehmen der Elektrischen Energieversorgung ebenso wie die Industrie und die Forschungsinstitutionen und Hochschulen.

Konkret bedeutet dies:

- Die Randbedingungen und Belastungen der in der Energieversorgung tätigen Unternehmen müssen durch den Staat langfristig stabil festgelegt werden.

- Für die in der Energieversorgung tätigen Unternehmen muss eine angemessene Rendite gesichert sein.
- Die Planung und Realisierung von Investitionen dürfen nicht durch bürokratische und gesetzgeberische Verfahren verzögert werden.
- Die Industrie braucht klare Perspektiven, bevor sie Zukunftsinvestitionen in neue Technologien tätigt.
- Die Forschung auf dem Energiesektor (Industrie, Hochschulen, außeruniversitäre Forschungseinrichtungen) muss durch geeignete Förderprogramme erheblich intensiviert werden, sowohl auf dem Stromerzeugungs- und Verteilungssektor als auch bei der rationalen Anwendung von elektrischer Energie. Durch diese Maßnahmen wird auch ein Beitrag zur Sicherung des Technologiestandorts Deutschland geleistet.
- Es ist ein Ausbau der Hochschulinstitute auf dem Energiesektor notwendig, dabei ist eine Koordination von Schwerpunkten erforderlich.
- Die Planung und Umsetzung von Investitionen in Kraftwerke und Netze erfordert Zeiträume von teilweise mehr als einem Jahrzehnt. Wenn die Energieversorgung auch in Zukunft auf dem heutigen Zuverlässigkeitsniveau arbeiten soll, müssen Entscheidungen zum künftigen Energieversorgungssystem heute getroffen werden.
- Es ist erforderlich, die Öffentlichkeit auf die Dringlichkeit der notwendigen Schritte in der Energieversorgung hinzuweisen und für ihre Akzeptanz zu werben. Das gilt insbesondere für die weitere Nutzung der Kernkraftwerke als Übergangstechnologie.
- Bei allen Aktivitäten ist ein europäisch abgestimmtes Vorgehen erforderlich.

KLIMASCHUTZ UND ENERGIEVERSORGUNG IN DEUTSCHLAND 1990-2020

Walter Blum

Max-Planck-Institut für Physik, München, und CERN, Genf

Unter diesem Titel ist im letzten Jahr eine Studie der DPG erschienen [1], die hier vorgestellt werden soll.

DIE AUFGABE

1. Klimasituation und die daraus resultierende Aufgabe

Der durch den Menschen verursachte Beitrag zum Klimawandel ist nicht mehr bloß eine wissenschaftliche Hypothese sondern eine erwiesene Tatsache. Seit Anfang der 1980-er Jahre in der öffentlichen Diskussion, ist der Klimawandel inzwischen so weit verstanden worden, dass eine befriedigende Übereinstimmung der Theorie mit den Messdaten besteht und diese gut erklärt werden. Die durch den Menschen verursachten Veränderungen zeichnen sich deutlich ab. Es ist erwiesen, dass die Treibhausgase (CO_2 , CH_4 , N_2O , HFC, CF_4 , C_2F_6 u.a.) in der Atmosphäre durch die industrielle Tätigkeit des Menschen rapide zugenommen haben und dass sie dadurch die Atmosphäre erwärmt haben und über viele Jahrzehnte weiter erwärmen werden, bedingt durch ihre lange Verweildauer in der Atmosphäre.

Die Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen von 1994 und das Kyoto-Protokoll, das 1997 angenommen wurde und 2005 in Kraft trat, sind völkerrechtliche Verträge für ein weltweites koordiniertes Vorgehen mit dem Ziel, die jährlichen Emissionen der Treibhausgase zunächst zu stabilisieren und zur Mitte des 21. Jahrhunderts auf die Hälfte ihrer Werte von 1990 zu bringen. Nur so lässt sich voraussichtlich die Erwärmung der Erde gegen Ende des Jahrhunderts auf 2 Grad Celsius begrenzen, was allgemein als Obergrenze dafür gilt, dass sich die Pflanzen- und Tierwelt durch Evolution noch an die Klimaveränderung anpassen kann. Eine so starke oder noch stärkere Erwärmung ist für die Menschheit mit hohen Schäden verbunden, die eine verantwortliche Politik so weit wie irgend möglich zu begrenzen hat.

Bei der angestrebten Halbierung der jährlichen globalen Emission von Treibhausgasen bis zur Jahrhundertmitte ist der unterschiedliche Grad der technischen und wirtschaftlichen Entwicklung der Länder dieser Welt ins Auge zu fassen. Die sich am Anfang oder in der Mitte ihrer Entwicklung befinden, haben selbst bei voller Berücksichtigung des Klimaproblems noch eine Zunahme ihrer Emissionen vor sich. Dies ergibt sich aus einem elementaren Recht auf Gleichbehandlung der Völker und der zu erwartenden gewaltigen Bevölke-

rungsentwicklung. Es ist im Rahmen der Enquete-Kommission abgeschätzt worden, dass die Industrieländer, deren Emissionen allein die Hälfte der gesamten Weltmissionen ausmachen, ihre Emissionen bis zur Jahrhundertmitte sogar um 80% zu senken haben, damit die Welt als Ganzes ihre Emissionen auf die Hälfte herunterbringen kann. Obwohl die globale Klimapolitik noch nicht zu einer allgemeinen Anerkennung derart strenger weltweiter Verpflichtungen gekommen ist, darf dieses langfristige Ziel nicht aus den Augen verloren werden. Die unmittelbaren Ziele der Industrieländer sind vorläufig nicht so radikal, aber dennoch äußerst anspruchsvoll.

2. Ziel einer deutschen Klimapolitik

Deutschland und Europa müssen sich an dieser gigantischen Aufgabe maßgebend beteiligen, nicht nur durch Verringerung der eigenen Treibhausgas-Emissionen, sondern auch durch das Aufzeigen von Wegen, wie dem Klimaproblem begegnet werden kann. Da nur 3-4% der globalen Treibhausgas-Emissionen aus Deutschland stammen, kann das Weltklima durch Verminderung der deutschen Emissionen natürlich nicht verbessert werden. Der Sinn und Zweck einer deutschen Klimaschutzpolitik kann nur darin liegen, Beiträge zu leisten, welche die anderen Akteure überzeugen, gemeinsam die richtigen Schritte zu unternehmen. Daher ist das Ziel dieser Politik letztlich zu begründen mit der diplomatischen, handelspolitischen und wissenschaftlich-technischen Stellung Deutschlands; es gilt auch, Exportchancen zu eröffnen und wahrzunehmen. Seine Rolle in Europa und in der internationalen Klimapolitik kann Deutschland nur so überzeugend vertreten, wie die vorgebrachten Argumente und sichtbaren Leistungen rational sind und international als nachahmenswert empfunden werden. – Es ist allerdings nicht zu verkennen, dass die Klimapolitik als Teil der Wirtschafts- und Umweltpolitik und im Wettkampf der Parteien auch zu manchen anderen Zielen benutzt wird.

Treibhaus-Gas	Herkunft	Mengen	Anteil
Kohlendioxid CO_2	Fast gänzlich aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe	1 014,500 Mt	83,9%
Methan CH_4	Aus Tierhaltung (34%), Abfalldeponien (34%), Kohleförderung (22%), Gasgewinnung und -transport (6%), Übrigem (4%)	5,571 Mt	9,7%
Lachgas N_2O	Aus Industrieprozessen (40%), Landwirtschaft (40%), Verkehr und übriger Energieumwandlung (20%)	0,225 Mt	5,7%
Restliche Kyoto-Gase			ca. 0,7%

Tab. 1: Herkunft deutscher Emissionen und Mengen in Millionen Tonnen (Mt) im Jahre 1990, sowie ihr Anteil an der Erwärmung der Atmosphäre

Die verschiedenen Treibhausgase sind unterschiedlich zu bewerten, da sie einerseits bei der Erwärmung der Atmosphäre sehr verschiedene Wirksamkeit entfalten, andererseits in ungleichen Mengen ausgestoßen werden. Sie kommen auch aus ganz unterschiedlichen Quellen. Die folgende Zusammenstellung (Tab.1) berücksichtigt einerseits diese verschiedene Wirksamkeit (Global Warming Potentials), andererseits die für Deutschland 1990 relevanten Werte. Das Jahr 1990 ist das Basisjahr, von dem aus die Reduktionen berechnet werden.

Den Ausstoß dieser Stoffe dauerhaft auf Bruchteile der Anfangswerte zu reduzieren, ist sehr schwer, weil in eingefahrene und bewährte Prozesse eingegriffen werden muss. Die Erfahrung hat gezeigt, dass sich Kohlendioxid relativ am schwersten herunterbringen lässt; das ist kein Wunder, da der Großteil unserer Energieversorgung und des Verkehrs auf der Verbrennung fossiler Brennstoffe beruht. So münden die Klimaprobleme ein in die Energiepolitik.

3. Zeitrahmen der Studie

Das Bezugsjahr 1990, von dem aus – auch im internationalen Rahmen – die angestrebten Reduktionen berechnet werden, und in dem Deutschland rund eine Milliarde Tonnen Kohlendioxid in die Atmosphäre entließ, liegt jetzt 15 Jahre zurück. In dieser Zeit sind außerordentlich große Anstrengungen seitens des Staates und der Industrie zur Verminderung der Treibhausgas-Emissionen unternommen worden. Dies gilt sowohl im Inneren Deutschlands als auch in den Beziehungen zu anderen Staaten und der EU. In der vorliegenden Arbeit wird der Fortschritt dieser 15 Jahre analysiert und im Hinblick auf die Zukunft interpretiert.

Denn genau so wichtig wie die schon geleisteten Verminderungen sind die zukünftig noch zu schaffenden, weil noch ein weiter Weg zu gehen ist. Als Zeitrahmen für den Blick nach vorn haben wir in dieser Untersuchung die gleiche Zeitspanne gewählt: wieder 15 Jahre. Es ist die Zeit, in der zahlreiche der bis jetzt getroffenen Maßnahmen wirksam werden müssen. 2020 ist das Jahr, auf das wahrscheinlich die nächste Kyoto-Verpflichtung bezogen sein wird. Die nächsten 15 Jahre sind etwas leichter zu überschauen als noch längere Zeitspannen insofern, als ausgearbeitete Pläne existieren für den Ausbau der wichtigsten der erneuerbaren Energien, der Windkraft. Auch sind die Finanzierungszusagen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes durch diesen Zeitraum hindurch wirksam. Schließlich ist dies auch etwa die Zeit innerhalb derer die Kernkraftwerke nach dem 2004 novellierten Atomgesetz abzuschalten sind.

Aus den genannten Gründen ist der Zeitrahmen der Studie gegeben durch die ca. 30 Jahre von 1990 bis ca. 2020. In der Zeit danach werden neue Instrumente der CO₂-freien Energiegewinnung hinzukommen. Außer den weiter unten näher behandelten solarthermischen

Kraftwerken ist hier in erster Linie die Kernfusion zu nennen, für die es ein klar umrissenes Entwicklungsprogramm hin zu einem Energie liefernden Fusionskraftwerk gibt. Die kürzlich getroffene Bauteilentscheidung für ITER zeigt, dass die Industrieländer der Welt gemeinsam diese vielversprechende Energiequelle erschließen wollen.

DER TREND

4. Bisherige Entwicklung seit 1990

4.1 Energiepolitik und Minderungsziele für Kohlendioxid

Die Klimaschutz- und Energiepolitik der Bundesregierung zielt auf eine klimaverträgliche, ressourcen- und umweltschonende sowie sichere und wirtschaftliche Energieversorgung, heißt es im Nachhaltigkeitspapier der Bundesregierung. Als wichtigste Bausteine einer nachhaltigen Klimaschutz- und Energiepolitik werden angesehen: Steigerung der Energieeffizienz bei Nutzung und Erzeugung, sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien.

In diesem Rahmen hat die Bundesregierung eine Reihe von Zielmarken definiert für die Verminderung der von Deutschland ausgehenden Treibhausgase. Die wichtigsten sind in der folgenden Tabelle 2 zusammengefasst

Jährliche Gesamtemission Deutschland Kohlendioxid	-25% von 1990 bis 2005
Jährliche Gesamtemission Deutschland in der EU Treibhausgase (b)	-21% von 1990 bis 2008/12
Jährliche Gesamtemission Deutschland in der EU, Treibhausgase (unter der Voraussetzung, dass die EU -30% beschließt)	-40% von 1990 bis 2020
Etappenziele	(in den oberen enthalten)
Verminderung durch die „deutsche Wirtschaft“ der spezifischen CO ₂ -Emissionen (a)	-28% von 1990 bis 2005
Verminderung durch die „deutsche Wirtschaft“ der spezifischen Kyoto-Gas-Emissionen (a)	-35% von 1990 bis 2010
Selbstverpflichtung der Bundesregierung, in ihrem eigenen Geschäftsbereich (Gebäude, Fuhrpark) die jährlichen CO ₂ -Emissionen zu vermindern.	-25% von 1990 bis 2005; -30% von 1990 bis 2010

(a) Auf die produzierte Menge bezogen

(b) Die Notation „2008/12“ bedeutet „im Mittelwert der fünf Jahre 2008 bis 2012“

Tab. 2: Nationale Minderungsziele für Treibhausgase sowie speziell CO₂

Das erste wichtige nationale Reduktionsziel bezieht sich auf Kohlendioxid allein und beträgt minus 25% von 1990 bis 2005. Dieses Ziel wurde vom Kabinett beschlossen 1995,

war Teil der Koalitionsvertrages 1998, Zentralpunkt des Nationalen Klimaschutzprogramms vom 18.10.2000, Gegenstand der Vereinbarungen zwischen der Bundesregierung und der deutschen Wirtschaft vom 9.11.2000 sowie vom 14.5.2001. Doch es ist still um dieses Ziel geworden, seit feststeht, dass es verfehlt wird:

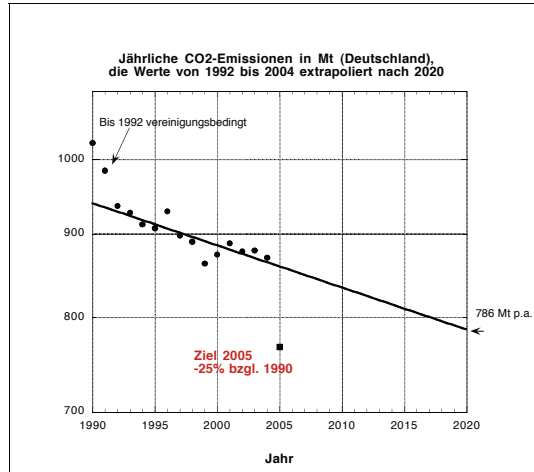


Abb. 1: Jährliche CO₂-Emissionen in Millionen Tonnen. Die Daten seit 1992 werden durch eine Gerade beschrieben, die eine mittlere jährliche Abnahme von 0,6 Prozent besitzt.

Die tatsächlich erreichten jährlichen CO₂-Emissionen sind zusammen mit dem deutschen nationalen Reduktionsziel in Abb. 1 aufgezeichnet. Es muss eine Zielverfehlung von über 100 Mio. Tonnen p.a. konstatiert werden.

Um den Einfluss der vereinigungsbedingten CO₂-Reduktionen richtig zu verstehen, haben wir die beiden Jahre 1990 und 1991 herausgenommen und die Daten der Abb. 1 von 1992 bis 2004 durch eine gleichmäßige jährliche prozentuale Änderung beschrieben. Das Ergebnis ist die eingezeichnete Gerade. Sie zeigt an, dass die Abnahme der CO₂-Emissionen über die 12 Jahre von 1992 bis 2004 relativ sauber durch eine mittlere jährliche Abnahme von 0,6% pro Jahr zu beschreiben ist. Dieses Ergebnis muss als sehr enttäuschend für das Projekt eines energischen Klimaschutzes angesehen werden. 1,5% p.a. von 1992 bis 2005 wären nötig gewesen, das nationale Ziel von 2005 zu erreichen. Die Abnahme erfolgte um das Zweieinhalbfache zu langsam.

4.2 Die Rolle der erneuerbaren Energien bei den bisherigen Minderungen der CO₂-Emissionen

Es sind seitens des Staates außerordentliche Angebote gemacht worden, um die Anwendung erneuerbarer Energien in der Bevölkerung voranzubringen, und diese Anreize haben eine breite Wirkung entfaltet. Näheres wird in den entsprechenden Abschnitten weiter unten zusammengestellt.

Die Statistik der Abb. 1 schließt die wirksam gewordenen erneuerbaren Energien schon mit ein. Beispielsweise hat der Beitrag der erneuerbaren Energien von über 50 TWh zur Stromerzeugung im Jahre 2004 die CO₂-Emissionen im Kraftwerkssektor um den entsprechenden Betrag dadurch vermindert, dass die fossil befeuerten Kraftwerke entsprechend kürzer gelaufen sind. Der so verminderte Betrag ist jeweils in den Messpunkten dargestellt. Ohne erneuerbare Energien wären die CO₂-Emissionen noch größer ausgefallen.

Dass über die letzten 12 Jahre hinweg der deutsche CO₂-Ausstoß nur um 0,6% jährlich herunterkam, ist deshalb so enttäuschend, weil dieser niedrige Wert das Endergebnis einer hohen Bemühung ist. Man kann weder der Regierung noch der Industrie Untätigkeit bei der Effizienzverbesserung und der Einführung erneuerbarer Energien vorhalten, im Gegenteil. Es ist viel geschehen, aber es muss noch viel mehr geschehen, um der Jahrhundertaufgabe des Klimaschutzes gerecht zu werden. Der Zeitfaktor dabei wurde erheblich unterschätzt. Bei diesem geringen Tempo der Abnahme hätten wir im Jahre 2020 immer noch einen CO₂-Ausstoß von 786 Mt, d. i. drei Viertel des Wertes von 1990. – Das aber war das nationale Ziel für 2005!

5. Einbeziehung der anderen Treibhausgase und Extrapolation des Trends

Zur Unterscheidung der Komponenten werden in Abb. 2 die wichtigsten Treibhausgase getrennt aufgeführt. Kohlendioxid und Methan weisen zwischen 1992 und 2003 eine gleichmäßige jährliche Abnahme auf, während sich die Lachgas-Emissionen in einem einzigen Sprung 1997/99 vermindert haben. Bemerkenswert ist die kontinuierliche jährliche Verminderung des schädlichen Methangases um 4,3 % p.a.. Die leider nur geringe jährliche Abnahme des Kohlendioxids wurde oben bereits kommentiert. Extrapoliert man diese Trends auf das Jahr 2020, so ergeben sich 871 Mt CO₂-Äquivalente, oder 69% des Wertes von 1990. Dieser Wert wurde in der Abb. 8 markiert. (Sollte das NO₂ künftig auf dem Wert der letzten 5 Jahre verharren, so wären es 897 Mt oder 71%.)

Selbstverständlich lässt sich nicht jede Zukunft durch Extrapolation aus der Vergangenheit voraussagen, insbesondere dann nicht, wenn besondere Einflüsse und Maßnahmen hinzu-

treten. Wir müssen deshalb studieren, wo man Faktoren erwarten kann, die geeignet sind, den Trend positiv oder negativ zu verändern. Dies wird im folgenden untersucht. Am Ende werden diese trendverändernden Faktoren saldiert, und man wird erkennen, wohin sich der extrapolierte Wert von 871 Mt CO₂-Äquiv. verschieben kann.

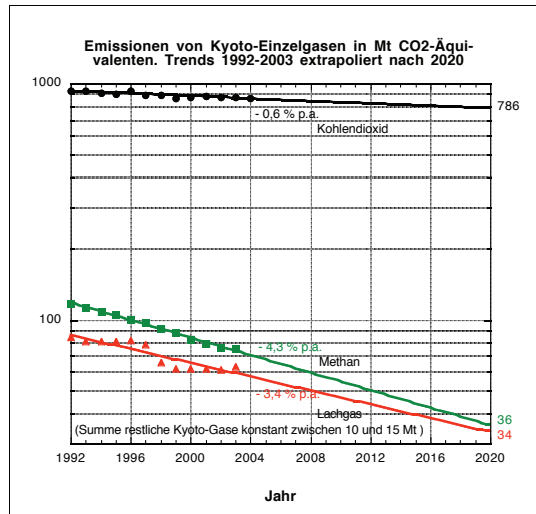


Abb. 2: Entwicklung der Emissionen der drei wichtigsten Treibhausgase seit dem Ende der unmittelbaren vereinigungsbedingten Sondereinflüsse, 1992, sowie Extrapolation des Trends der letzten 12 bzw. 13 Jahre auf das Jahr 2020; im Jahre 2020 wird eine Gesamtemission von 786+36+34+15 = 871 Mt CO₂-Äqu. erwartet.

Den Trend der letzten 13 Jahre zur Basis einer Vorausschau bis 2020 zu machen, sollte nicht verwechselt werden mit dem, was in den bekannten Szenarien-Rechnungen mit dem Wort „Business as usual“, einer Fortsetzung des Wirtschaftens ohne besondere klimapolitische Bemühungen, bezeichnet wird. Der Trend der CO₂-Reduktionen der letzten 13 Jahre umfasst ja eine sehr dynamische Entwicklung – der Staat hat bedeutende Finanzmittel in Klimaschutz-Maßnahmen gelenkt, von der Wärmesaniierung der Gebäude bis zum Zubau erneuerbarer Energien. Es ist wichtig, zu verstehen, dass die „Fortsetzung des Trends“ auch bedeutet, dass diese Finanzmittel in gleicher Intensität weiter fließen müssen, soll der Trend auch die nächste Zukunft noch beschreiben. Das bedeutet, dass jährlich Investitionen in gleicher Höhe, CO₂-Vermeidungskosten mit gleichen *Zuwachsraten* anfallen.

ÜBER DEN TREND HINAUSGEHENDE MASSNAHMEN

6. Über den Trend hinausgehende Reduktionsmöglichkeiten bis 2020

Die Studie untersucht dann, welche der geplanten Maßnahmen diesen Trend bis zum Jahr 2020 verändern können. Nach einer Diskussion der Einsparmöglichkeiten beim Verbrauch, die zwar prinzipiell hoch sind, aber keine über den bisherigen Trend hinausgehenden Einsparungen erwarten lassen, werden die acht wichtigsten Verfahren zur Bereitstellung von Endenergie betrachtet: Fossile Kraftwerke hoher Effizienz, die erneuerbaren Energien Photovoltaik, Windkraft, Biomasse, ferner alternative Treibstoffe, Kernenergie, fossile Kraftwerke mit CO₂-Sequestrierung und solarthermische Kraftwerke im Süden. Von diesen lassen die beiden letzteren bis 2020 keine Veränderung des Trends erwarten, da sie bis dahin keine genügend großen Strommengen produzieren können. Bei den übrigen Verfahren kann man folgende über den Trend hinausgehenden Veränderungen abschätzen, siehe Tabelle 3.

Möglicher Faktor über den Trend hinaus	Annahmen	Erläut. in Abschnitt ...	CO ₂ -Minderung bzw. -Erhöhung zusätzlich
Veränderung der Verbrauchsgewohnheiten?	Keine Veränderung	7	0
Verstärktes Tempo des Ausbaus der EE in der Stromerzeugung	20% der Stromerzeugung erreicht (Plan der Bundesregierung)	8	-12 Mt p.a.
Davon: Wind	Ausbau auf 36 GW		
Photovoltaik	Vernachlässigbar (a)		
Müll, Biomasse, Sonst.	Ausbau, bis 20%-Ziel erreicht		
Fossil befeuerte Kraftwerke Modernisierung Erhöhung des Gasanteils	Die Hälfte erneuert Von 16% auf 32%	9	-23 Mt p.a.
Einführung alternativer Kraftstoffe im Verkehr	20% der Kraftstoffe erreicht (Plan der EU-Kommission)	10	-20 Mt p.a.
Abschalten der Kernenergie i. d. Stromerzeugung und Ersatz durch fossil befeuerte Kraftwerke	168 TWh/a durch modernste fossile mit 40% Gasanteil ersetzt	11	+112 Mt p.a.

(a) vernachlässigbar in bezug auf die Ungenauigkeiten in den Schätzungen des zukünftigen Windausbaus

Tab. 3: Zusammenstellung der über den Trend hinaus zu erwartenden Minderungen bzw. Erhöhungen der jährlichen CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2020, unter den Annahmen der zweiten Spalte. In der dritten Spalte stehen die Nummern der Abschnitte, in denen der jeweilige trendändernde Faktor besprochen wird. In der rechten Spalte stehen Minuszeichen für Minderungen, die über den Trend hinausgehen, Pluszeichen für entsprechende Erhöhungen des jährlichen Ausstoßes.

Die Erläuterungen zu dieser Tabelle finden sich in den Abschnitten 7 bis 11 (S. 9 – S. 24), die den fünf möglichen Faktoren gewidmet sind, welche den Trend verändern können. Die Folgerungen aus den Zahlenwerten der letzten Spalte sollen in den Abschnitten 12 und 13 (S. 25 – S. 29) gezogen werden.

7. Energieeinsparung beim Verbrauch

Die physikalischen Grenzen der Effizienzsteigerung sind noch lange nicht erreicht. Wir nennen eine Reihe von Beispielen, die hohe grundsätzliche Einsparpotentiale besitzen: Bei den Lichtquellen kann der Ersatz der konventionellen Glühlampen durch Leuchtstofflampen, insbesondere solche mit elektronischen Vorschaltgeräten, einen Faktor 8-10 im Stromverbrauch gewinnen; organische Leuchtdioden werden noch weniger verbrauchen. Die Standby-Verluste vieler elektronischer Geräte im Haushalt können von den durchaus üblichen 10-20 W im Prinzip auf 0,1 W pro Gerät gesenkt werden. Die elektrischen Antriebe von Pumpen, Gebläsen und Kälteerzeugungen werden auf Grund hydraulischer Mängel und fehlerhafter Dimensionierung oft völlig falsch betrieben. Im Zuge von Sanierungsmaßnahmen kann der spezifische Stromverbrauch entsprechender Geräte um den Faktor 5-30 gesenkt werden. Während der mittlere Flottenverbrauch von Personenkraftwagen etwa 8 Liter Benzin bzw. Dieselöl pro 100 km beträgt, existieren bereits heute kommerziell verfügbare Autos mit einem Verbrauch von 3 l/100 km. Während im Wohnungsbestand der Energieverbrauch für die Raumwärme Werte zwischen 75 und 475 kWh/m²a annimmt, bei einem Mittelwert von 225 kWh/m²a (vgl. Abb. 4 weiter unten), müssen bei Neubauten nach der neuen Energieeinsparverordnung Verbräuche um 70 kWh/m²a realisiert werden. Vielfältige Erfahrungen mit dem Passivhausstandard beweisen, dass mit einem vertretbaren Mehraufwand sogar Häuser, die nur 10-30 kWh/m²a verbrauchen, gebaut werden können. *Bezogen auf den heutigen Bestand wird das realistische Einsparpotential im Altbaubereich durch Heizungserneuerung und durch verbesserte Wärmedämmung auf 55 bis 70 Mio t CO₂ geschätzt,* schrieben die Sachverständigen der Enquete-Kommission. – Schon die Beispiele dieser ausgewählten Verbrauchssektoren lassen erkennen, dass die physikalischen Grenzen des Energiesparens bei weitem noch nicht erreicht sind.

7.1 Tatsächliche Minderungsraten im Gebäudebereich

Von der gesamten Endenergie, die in Deutschland in einem Jahr verbraucht wird (9288 PJ im Jahr 2002), fließen 30% in die Haushalte und davon werden 87% für Raumwärme und Warmwasser genutzt; diese verursachen also fast gänzlich die CO₂-Emissionen im Haushaltssektor, welche in der Abb. 3 als Funktion der Zeit aufgetragen sind. Man stellt fest,

dass sich in der Praxis die Emissionen von 1990 bis 2003 nur um ca. 0,5 % p.a. vermindert haben, doch ist dies kaum zu erkennen und statistisch nicht sehr signifikant.

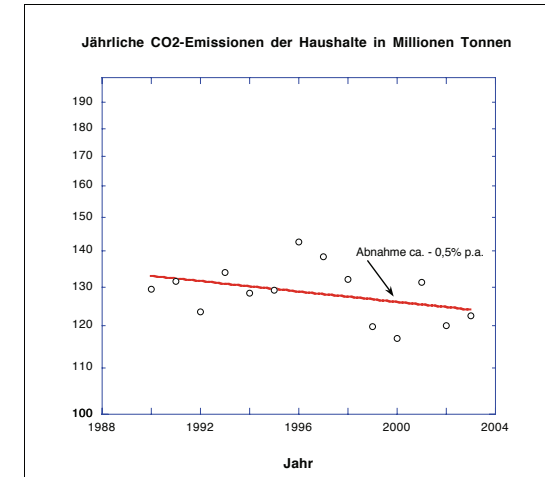


Abb. 3: Jährliche CO₂-Emissionen der Haushalte in Millionen Tonnen. Die Gerade ist eine Beschreibung, welche die jährlichen Schwankungen ausgleichen und den Trend im Großen ermitteln soll. Die festgestellte Abnahme der Emissionen von 0,5 % p.a. ist statistisch nicht sehr signifikant.

Die Energie für Raumwärme und Warmwasser wird mit sehr unterschiedlicher Effizienz eingesetzt. In Abb. 4 ist die Häufigkeitsverteilung der pro Quadratmeter Wohnfläche jährlich verbrauchten Energie aufgetragen. 90% aller Verbräuche liegen in den Grenzen zwischen 75 und 475 kWh/m²a. Zum Vergleich ist auch die Norm eingetragen, die in der neuen Energieeinspar-Verordnung (EnEV) für Neubauten vorgeschrieben wird, nur 5% aller Wohnflächen verbrauchen weniger als diese neue Norm (70 kWh/m²a). Das Problem liegt darin, dass die Modernisierung der bestehenden Bausubstanz zur Einsparung von Heizenergie langwierig und teuer ist. Der normale Renovierungszyklus beträgt 40 bis 60 Jahre.

Die äußerst langsame Verringerung der Emissionen, die von einer Stagnation kaum zu unterscheiden ist, lässt sich erklären einerseits mit den Neubauten, die im Bereich von 1% des Flächenbestandes pro Jahr lagen und denen nur eine kleinere Abbruchrate von Altbauten gegenüberstand, andererseits mit einer nur unzureichenden Sanierungsgeschwindigkeit bei den Altbauten. Die Aufwendungen der Hausbesitzer für Sanierungsinvestitionen zur Verstärkung der Wärmedämmung und Erneuerung der Heizanlagen betragen im Mittel etwa 11 Mrd. € pro Jahr, womit 24 Mio. Quadratmeter pro Jahr saniert wurden, oder 0,8% des Wohnungsbestandes. Dies geschah meist im Zusammenhang ohnehin unternommener Bau-

Erneuerung. Eine grobe Abschätzung ergibt, dass zusätzliche Investitionen in der Größenordnung von 10 Mrd. € pro Jahr getätigt werden müssten, um die Gerade in der Abb. 3 in der Zukunft um ein weiteres Prozent pro Jahr nach unten zeigen zu lassen.

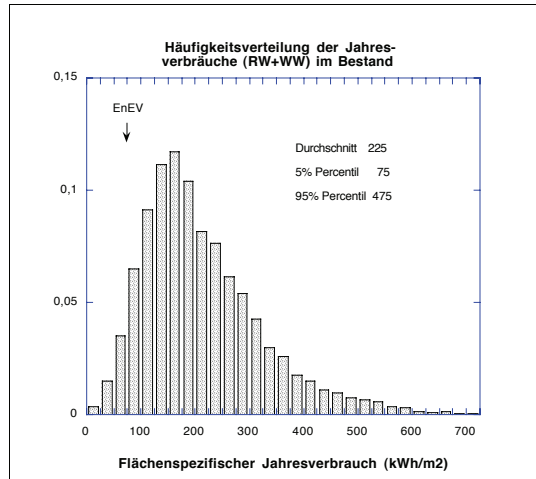


Abb. 4: Gemessene, auf die Wohnfläche bezogene Jahresverbrauchswerte an Energie für Raumwärme und Warmwasser in einer deutschen Großstadt (alle Häuser-Größen und Altersklassen). Die Stichprobe kann für den ganzen deutschen Bestand genommen werden. Die Norm der neuen Energieeinsparverordnung (EnEV) für Neubauten ist ebenfalls eingetragen.

7.2 Möglichkeit einer zukünftigen Verhaltensänderung der Verbraucher

Bisher waren sprunghafte Änderungen der Verbrauchergewohnheiten beim Energieeinsparen nicht zu beobachten, doch ist es nicht ausgeschlossen, dass die in letzter Zeit enorm gestiegenen Energiepreise die Situation für den Klimaschutz in der zweiten Halbzeit (2005-2020) des betrachteten Zeitraums verbessern, wenn die Preise weiter oben bleiben und dadurch Sanierungsinvestitionen in höherem Tempo als vorher getätigt werden. Würden die Hausbesitzer beispielsweise ihre Investitionen zur Verstärkung der Wärmedämmung und Erneuerung der Heizanlagen im letzten Jahrzehnt (2010-2020) um 10 Mrd. € p.a. erhöhen und damit im Vergleich zu früher verdoppeln, so müssten wir allerdings einen trendverändernden Faktor von überschlägig 10 Mt p.a. berücksichtigen. Da wir aber die Preisentwicklung nicht voraussagen können und auch nicht die Elastizitäten der Nachfrage nach der eventuell langfristig verteuerten Energie, tun wir es nicht und haben in Tabelle 3 den Wert Null eingetragen.

8. Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung

Es können hier nicht alle erneuerbaren Energiequellen für die Stromerzeugung systematisch besprochen werden, doch heben wir die schnelle Entwicklung der Windenergie und der Photovoltaik hervor.

8.1 Entwicklung der Windenergie in Deutschland

In Deutschland waren am 31.12.2005 installiert: 17 574 Windturbinen mit einer Nenn- oder Spitzenleistung von 17,6 GW. Die Windenergie ist die in Deutschland absolut am schnellsten wachsende Ressource erneuerbarer Energie. Der rasante Aufbau des entsprechenden Kraftwerksparks hat innerhalb der letzten zehn Jahre stattgefunden. Die Abb. 5 zeigt die Schnelligkeit der Installation und die jährlich wachsende Netzeinspeisung. Im Jahre 2005 erreichte die eingespeiste elektrische Energie den Wert von 26,5 TWh (ca. 4,3% der deutschen Bruttostromerzeugung) und lag damit über der Energie aus den Wasserkraftwerken, der früher größten erneuerbaren Quelle von Elektrizität. Letztere sind schon lange an ihrem Endausbau angekommen und produzieren seit Jahrzehnten im Mittel 20 TWh/a.

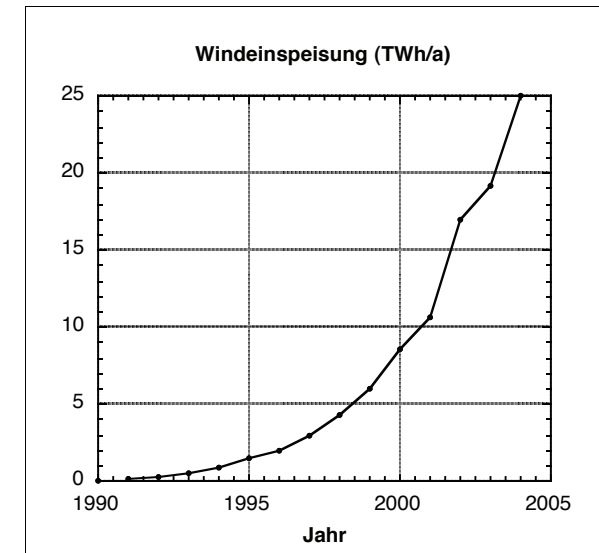


Abb. 5: Die in Deutschland seit 1990 jährlich ins Netz eingespeiste Windenergie (Der Wert für 2005 beträgt 26,5 TWh.)

Der rasche Ausbau der Windenergie ist der Erfolg eines umfangreichen staatlichen Markteinführungsprogramms. Auf der Basis einer gesetzlich garantierten Abnahmepflicht der

Betreibergesellschaften der Stromnetze werden die von den Windturbinen erzeugten Strommengen in das Versorgungsnetz eingespeist, pro Kilowattstunde (kWh) von diesen Firmen vergütet und die Kosten auf die Strom-Endkunden umgelegt.

Der Bau von Windkraftanlagen in der Nord- und Ostsee ist ein konsequenter Schritt hin zu ertragreicheren deutschen Windstandorten. Es wird mit einer sehr guten Ausbeute gerechnet, die in der Deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone im Mittel 3500 Vollast-Stunden p.a. erreichen könnte, über doppelt so viel wie an Land. Der technische Aufwand der auf dem Meeresgrund zu errichtenden Fundamente, die Probleme der Wartung und der Korrosion sind entsprechend höher. Erfahrungen liegen in Dänemark, Schweden, Großbritannien und Holland vor. Ende 2003 waren dort Projekte mit fast 300 Windrädern und einer Gesamt-Nennleistung von 533 MW realisiert, doch meist in Wassertiefen, die kaum über 12 m hinausgingen, neuerdings im Einzelfall bis 18 bzw. 25 m. In Deutschland haben sich Konsortien gebildet, die bis Mitte 2004 bei den deutschen Behörden Genehmigungen im Umfang einer Gesamt-Nennleistung von 41 GW beantragt haben. Das ist weit mehr, als die deutschen Behörden zunächst vorgesehen haben zu genehmigen. Allerdings sind die deutschen Verhältnisse dadurch kompliziert, dass den Belangen des Naturschutzes in besonderer Weise Rechnung getragen wird. Ferner treibt die Vorstellung, die Windmühlen müssten von Land aus möglichst unsichtbar sein, diese weit hinaus auf die See.

Wir gehen in der Studie von den Ausbauplänen der Bundesregierung aus sowie im einzelnen von dem Szenario, welches kürzlich in der Studie der Deutschen Energie-Agentur DENA veröffentlicht wurde, siehe Tabelle 4. Es sieht vor, dass bis zum Jahre 2020 Windparks auf See mit einer Spitzenleistung von 20,4 GW und an Land von 27,8 GW in Betrieb sein könnten, zusammen 48,2 GW.

Jahr	Land	Repower	See	Summe
2007	21,2	0,5	0,7	22,4
2010	23,2	1,1	5,4	29,8
2015	24,4	1,8	9,8	36,0
2020	24,4	3,5	20,4	48,2

Tab. 4: Prognose des Windausbaus gemäß dem Szenario des DENA-Fachbeirates (Bereitstehende Spitzenleistung in GW).
Die mittlere Spalte fasst die erwartete Modernisierung an Land zusammen.

Aus Gründen, die in der Studie näher erläutert werden, muss allerdings die Zeitplanung, auf der die Tabelle 4 basiert, als vollkommen unrealistisch angesehen werden. Wir gehen im folgenden davon aus, dass der für 2015 vorgesehene Ausbau der Windenergie nicht vor 2020 realisiert werden kann, dass also im Jahre 2020 maximal 36 GW Nennleistung installiert sein können, was einer Stromerzeugung von 76 TWh p.a. entspricht.

8.2 Die explosive Entfaltung der Photovoltaik in Deutschland

In Deutschland wurden bis Ende des Jahres 2004 Photovoltaik-Anlagen mit einer summierten Nennleistung von 794 MW montiert. Die in das Netz eingekoppelte Energie betrug 488 GWh [2]. Der jährliche relative Zuwachs beider Größen ist außerordentlich rasant, vgl. die Abb. 6 mit ihrer logarithmischen Skala.

Der starke Aufwuchs ist eine unmittelbare Folge davon, dass diese beliebte und für die Energiewende so symbolhafte Technik seitens des Staates mit hohen finanziellen Unterstützungen gefördert wurde. Die jetzt gültigen Tarife sind im Erneuerbare-Energien-Gesetz von 2004 verbrieft, welches eine Abnahmepflicht durch den Netzbetreiber mit einem garantierten Abnahmepreis konstituiert. Dieser beträgt 2005 für eine mittlere Dachanlage ca. 0,574 €/kWh und wird auf 20 Jahre garantiert.

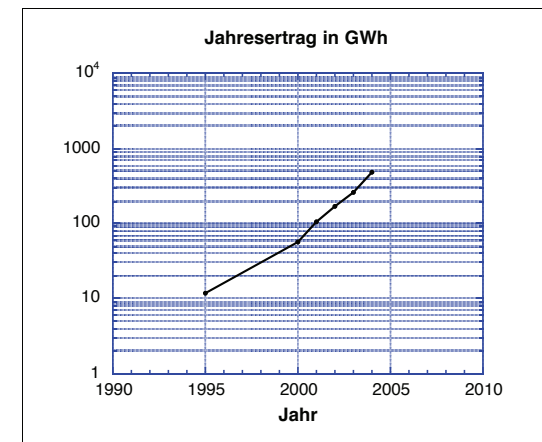


Abb. 6: Jahreserträge der in Deutschland installierten Photovoltaik-Anlagen

Um abzuschätzen, welche Rolle die Photovoltaik für den Klimaschutz in der Zeitspanne bis 2020 spielen könnte, muss man sich klar machen, dass der Schlüssel für den weiteren Ausbau bei der Finanzierung liegt. Es ist unter diesen Umständen nicht plausibel, etwa die Kurve der Abb. 6 einfach zu extrapolieren, das würde schon bald jeden Finanzrahmen sprengen. Letztlich sind die PV-Anlagen noch zu teuer. Da ein technischer Durchbruch zu völlig anderen Verhältnissen nicht in Sicht ist, glauben die Autoren der Studie, dass in dem betrachteten Zeitraum die Photovoltaik noch keinen Beitrag zum Klimaschutz leisten wird, der größer wäre als die Schwankungen in den übrigen Abschätzungen, speziell der Windenergie. Wir stellen die Photovoltaik deshalb bis 2020 nicht gesondert in Rechnung.

8.3 Beitrag der Summe aller erneuerbaren Energiequellen zur Stromerzeugung

Um zu einer Abschätzung zu kommen, in welchem Umfang die erneuerbaren Energien im Jahre 2020 zur Stromerzeugung beitragen könnten, wird folgendermaßen vorgegangen. Die wichtigste erneuerbare Quelle ist die Windenergie. Weiter oben wurde begründet, dass man 2020 mit einer Produktion von 76 TWh/a rechnen kann, vorausgesetzt, dass die mit '2015' markierte Planung der DENA-Netzstudie bis 2020 realisiert worden sein wird. Dies setzt immerhin die Überwindung der Schwierigkeiten voraus, die dem Aufbau auf See noch entgegenstehen, außerdem die Finanzierung nach 2010. Als zweitwichtigste erneuerbare Quelle trägt die seit Jahrzehnten ca. 20 TWh p.a. produzierende Wasserkraft bei, die sich aus ökologischen Gründen allenfalls noch um 10 bis 20% erhöhen kann. Wir nehmen für 2020 23 TWh. Für die Summe aller anderen erneuerbaren Energien (Photovoltaik, Biomasse, Erdwärme etc.) wird in der Studie ein Wert von 5 bis 20 TWh p.a. eingesetzt, der eine relativ grobe Klammer für vielfältige Entwicklungsmöglichkeiten darstellt.

Erneuerbare Energie	Beitrag im Jahr 2020 (TWh)
Wind	76
Wasser	23
Sonstige	5 – 20
Summe	104 – 119

Tab. 5: Abschätzung der im Jahre 2020 durch erneuerbare Energien erzeugten Elektrizitätsmengen

Die Untersuchungen anderer Autoren haben ebenfalls versucht, den im Jahre 2020 wahrscheinlich erzeugten erneuerbaren Strom abzuschätzen. Wir zeigen in der Tabelle 6 einige Resultate und geben den Bereich an, der alle diese Schätzungen einschließt.

Studie	Schätzwert (TWh)
Prognos, EWI	111
DIW Berlin, Politiksznarien I	99
Modellszenarien FZ Jülich mit IKARUS	89 – 108
Eigene Schätzung (Tabelle 5)	104 – 119
Zusammengefasst, hier verwendet	89 – 119

Tab. 6: Verschiedene Abschätzungen auch anderer Autoren des bis 2020 erreichbaren Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung, und Zusammenfassung zu einem Bereich, der alle diese Schätzungen umfasst

Die obere Grenze dieser Schätzung fällt ungefähr mit der Zielvorstellung der Bundesregierung zusammen, mit erneuerbaren Energien 20% der elektrischen Stromversorgung erreichen zu wollen, die etwa 120 TWh ausmachen würden. Die in graphischer Form präsentierten Schätzungen im Gutachten von Nitsch et al. liegen ebenfalls in dem angegebenen Intervall.

Um zu ermitteln, um wieviel diese Zielvorstellung weiter geht als der Trend der letzten 15 Jahre, bedienen wir uns einer Darstellung des zeitlichen Verlaufs der Stromproduktion aus allen erneuerbaren Quellen zusammengenommen, siehe Abb. 7.

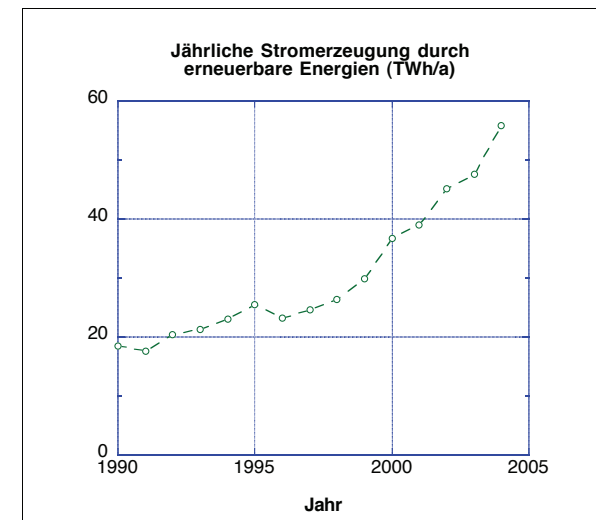


Abb 7: Zeitlicher Verlauf der jährlichen Stromerzeugung aus der Summe aller erneuerbarer Energiequellen

Am Beginn der von uns betrachteten 30-jährigen Zeitspanne kam der Strom erneuerbarer Quellen fast ganz aus der Wasserkraft, und die Produktion war mit 18,5 TWh/a nur ein Drittel der heutigen. Der Anstieg begann erst langsam und beschleunigte sich später. In den letzten zehn Jahren hat die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen im Mittel jährlich um 3,3 TWh/a zugenommen, seit 1990 im Mittel jährlich um 2,7 TWh/a. Im Jahre 2004 betrug die Stromerzeugung aus allen erneuerbaren Quellen 55,8 TWh. Der Anstieg der letzten zehn bzw. 14 Jahre kann als der Wachstumstrend des Stroms aus erneuerbaren Quellen angesehen werden. Setzte sich der Trend in gleicher Weise fort, so würde der erneuerbare Strom bis 2020 um weitere 52,5 bzw. 42,7 TWh/a anwachsen und einen Wert von 108 TWh/a bzw. 98,5 TWh/a erreichen. Das ist der Trend. Die Zielvorstellung der Bundesregierung ist

um 12 bis 22 TWh p.a. besser als der Trend (je nach Extrapolationsmethode). Gemittelt und übersetzt in CO₂-Ersparnis, sind das die 12 Mt CO₂ p.a., die in Tabelle 3 eingetragen wurden. Sie sind eine Schätzung dafür, um wieviel die Bemühungen der letzten 10 bzw. 14 Jahre gesteigert werden müssen, um die Zielvorstellung der Bundesregierung, „20% der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen bis 2020“ zu erreichen.

9. Modernisierung der fossil befeuerten Kraftwerke

Die deutschen fossil befeuerten Kraftwerke erzeugten im Jahr 2003 eine elektrische Energie von 376 TWh und verheizten dafür 3398 PJ an Kohle, Öl und Gas, indem sie 323 Mt CO₂ in die Luft bliesen. Die Umwandlung geschah also mit einem Wirkungsgrad von 39,8%.

Die Steigerung des Wirkungsgrades ist seit den Anfängen der Kraftwerkstechnik eine der großen Daueraufgaben für den Ingenieur – ursprünglich allein aus wirtschaftlichen Motiven, nämlich zur Einsparung von Brennstoffkosten. Heute sind der Umwelt- und der Klimaschutz als weitere wichtige Triebfedern hinzugekommen.

Im Verlauf der letzten 40 Jahre wurde der Wirkungsgrad von Braunkohlekraftwerken parallel zur Steigerung der Blockleistung schrittweise erhöht, vor allem durch Anhebung der Dampfzustände sowie durch Weiterentwicklung der Dampfturbinentechnik und des Kraftwerksprozesses. Der heutige technische Stand erlaubt bei neu zu bauenden Braunkohlekraftwerken einen Wirkungsgrad von 43%. Ähnlich verlief die gleichzeitige Weiterentwicklung des Steinkohlenkraftwerks, bei dem heute ein Wirkungsgrad von 46% möglich ist.

Das 2003 in Betrieb gegangene BoA-Kraftwerk Niederaußem (BoA = Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik) hat einen Wirkungsgrad von 43% und ersetzt Altanlagen mit einem Wirkungsgrad von etwa 32%. Sein spezifischer Brennstoffverbrauch liegt also um gut ein Viertel niedriger als der der Altanlagen. Schon der Ersatz der Altanlagen durch heutige Technik brächte also bereits einen nennenswerten Beitrag zum Klimaschutz.

Noch spektakulärer verlief die Entwicklung der GuD-Technik. Während erste Anlagen wie das Heizkraftwerk München-Süd Anfang der 1980er Jahre einen Wirkungsgrad (ohne Heizwärmeabgabe) von 40% aufwiesen, lassen sich heute 58%, ebenfalls ohne Heizwärmeabgabe, erreichen. Beim Ersatz eines alten Steinkohlekraftwerks durch ein modernes erdgasbefeuertes GuD-Kraftwerk könnte man also den Brennstoffverbrauch nahezu halbieren und den CO₂-Ausstoß je kWh auf nur 35% seines ursprünglichen Wertes absenken.

Damit ist das technische Potential aber noch nicht ausgeschöpft. Aktuelle Weiterentwicklungen zielen auf eine weitere Anhebung des Wirkungsgrads ab. Sie konzentrieren sich bei

Dampfkraftwerken auf Materialentwicklungen zur Beherrschung höherer Dampfzustände und auf Prozess- und Komponentenverbesserungen zur Verminderung von Wärmeverlusten.

Der heutige P91-Stahl ermöglicht Dampfzustände von 580°C und 270 bar. Um hoch überkritische Dampfzustände von 700°C und 300 bar beherrschen zu können, sind Legierungen auf Nickelbasis notwendig. Entsprechende Entwicklungsprogramme sind im Gange und werden von der EU unterstützt. Von den Prozessoptimierungen werden Zweifach-Zwischenüberhitzung und Abfallwärmenutzung bereits praktiziert. Hinzu kommen werden Komponentenoptimierungen wie strömungstechnische Verbesserungen der Turbine und Kühlungsoptimierung des Generators. Bis zum Jahr 2020 gelten Wirkungsgrade von 53% als erreichbar.

Ähnliche Ansätze verfolgt die Weiterentwicklung der GuD-Technik mit dem Ziel eines Wirkungsgrades um 62%. Auf der Materialseite geht es um Gasturbinen-Schaufelwerkstoffe mit hohem Nickelanteil und Einkristallstruktur sowie um Schutzschichten der Schaufeln gegen Korrosion und gegen die Temperatur des Heißgases. Andere Entwicklungen zielen auf eine Reduzierung der benötigten Kühlluftmenge für die Gasturbinenschaufeln bzw. auf die Verwendung von Dampfkühlung.

Gas/fossil Anteil	CO ₂ -Effizienz g CO ₂ /kWh
0,25	725,5
0,32	699,5
0,40	662,5

Tab. 7: CO₂-Effizienzen mit modernem Kraftwerkspark im Jahre 2020 in Abhängigkeit vom Anteil des Erdgases

Der modernste Kraftwerkspark des Jahres 2020 wird also eine CO₂-Effizienz haben, die weitaus besser als heute ist und zudem von einer Erhöhung des Erdgasanteils an den fossilen Brennstoffen profitieren kann, vgl. die Zusammenstellung der Ergebnisse der Studie in der folgenden Tabelle 7. Hierbei ist die Vorstellung die, dass von heute bis 2020 die (schlechtere) Hälfte des Kraftwerksparks mit modernster Technik fortlaufend erneuert wird. Geht man ferner von einer Verdoppelung des Gasanteils auf 32% aus, so würde im Jahre 2020 jede Kilowattstunde Strom im Mittel nur noch 700 Gramm CO₂ kosten statt der 858 Gramm des Jahres 2003.

Vergleicht man diesen zu erwartenden Fortschritt mit dem der vergangenen 11 Jahre, so stellt man fest, dass er genau im Trend der Vergangenheit liegen würde, wenn nicht der Gasanteil über den Trend hinaus vergrößert wird. Die ins Auge gefassten 32% sind so viel, wie

man unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen Verhältnisse für vertretbar hält (Näheres in der Studie). Für den Fall, dass tatsächlich der nukleare Kraftwerkspark durch fossil befeuerte Kraftwerke ersetzt werden müsste, haben wir auch den Fall eines gesteigerten Gasanteils von 40% berechnet.

Die zu erwartende CO₂-Effizienz des Jahres 2020 von 700 g CO₂/kWh ist um 7,3% besser als der Trend. Da der Gesamtausstoß ca. 323 Mt CO₂ p.a. beträgt, errechnet sich die CO₂-Ersparnis, die aus dem Effizienzgewinn über den Trend hinaus zu erwarten ist, zu 23 Mt CO₂ p.a.. Das ist die Zahl, die in Tabelle 3 eingetragen wurde.

10. Energie für den Verkehr – alternative Treibstoffe

Der Verkehr ist in Deutschland für ca. 28% des Endenergieverbrauchs und ca. 20% der CO₂-Emissionen verantwortlich. Die Europäische Kommission strebt im Verkehrssektor einen schrittweisen Ersatz von Öl durch alternative Treibstoffe an mit dem Ziel, in der EU im Jahr 2020 eine Substitutionsquote von 20% zu erreichen. Der Ersatz von Öl durch alternative Treibstoffe soll dabei sowohl der Verbesserung der Energieversorgungssicherheit als auch der Verminderung der Treibhausgasemissionen dienen.

	2010	2015	2020	New proposal 2020
Biokraftstoffe	5,75%	7%	8%	15%
Erdgas	2%	5%	10%	10%
LPG				5%
Wasserstoff		2%	5%	a few %
Total	7,75%	14%	23%	> 30%

LPG = Liquefied Petroleum Gas

Tab. 8: Verschiedene Zielwerte der EU zum Ausbau der Marktanteile alternativer Treibstoffe

Als Hauptkandidaten für alternative Treibstoffe wurden von der Europäischen Kommission Biotreibstoffe, Erdgas und Wasserstoff benannt. Ihr langfristiges Entwicklungspotential lässt wesentliche Beiträge zu den oben aufgeführten Zielen erwarten, und zwar zu wirtschaftlich akzeptablen Kosten. Tabelle 8 zeigt, wie das Substitutionsziel von 20% im Jahr 2020 mit diesen drei alternativen Treibstoffen erreicht werden soll. Die letzte Spalte („New proposal 2020“) zeigt neuere Überlegungen mit einem Substitutionsziel von 30% und einer den neuesten Entwicklungen angepassten Aufteilung auf die verschiedenen alternativen Treibstoffe.

Die Gesamtbewertung der vorgesehenen alternativen Treibstoffe muss verschiedene Kriterien berücksichtigen, wie etwa die langfristige Sicherung der Energieversorgung, Verminderung der Treibhausgasemissionen, Verbesserung der Luftqualität und internationale Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft. Sie muss außerdem alle Stufen von der Primärenergiequelle bis zum Verbrauch eines Fahrzeugs pro gefahrenen Kilometer („well-to-wheels“) mit einbeziehen.

In einer Gesamtstudie aller Stufen mit insgesamt über 400 Energiepfaden, die von der europäischen Öl- und Autoindustrie erstellt wurde, wurden deshalb für die Hauptoptionen Biotreibstoffe, Erdgas und Wasserstoff so wie die Referenzkraftstoffe Benzin und Diesel der Energieverbrauch, die Treibhausgasemission und die Kosten untersucht. Es zeigt sich, dass der Übergang von den bislang verwendeten Kraftstoffen auf Mineralölbasis zu alternativen Treibstoffen die CO₂-Emissionen deutlich reduzieren kann, dass dies aber in vielen Fällen zu höherem Energieverbrauch führt.

Eine Voraussage der Einspar- und CO₂-Minderungspotentiale im Verkehrssektor hat für die zwei Zeithorizonte bis 2010 und bis 2020 natürlich eine sehr unterschiedliche Genauigkeit. Während die Entwicklung für die Zeit bis 2010 mehr oder weniger absehbar ist, kann es für den Zeitraum bis 2020 keine Prognosen geben, sondern nur eine Abschätzung der Möglichkeiten, die sich ergeben, falls bestimmte Voraussetzungen erfüllt sind.

Zunächst kann man sagen, dass die von der Europäischen Kommission anvisierten Ziele eines Marktanteils alternativer Treibstoffe in der EU von ca. 8% im Jahr 2010 und ca. 20% im Jahr 2020 (Tab. 1) als realistisch erscheinen. Das vorgesehene Substitutionsszenario bietet darüber hinaus die Perspektive für einen weiteren kontinuierlichen Ausbau alternativer Treibstoffe. Die Verwirklichung dieser Ziele bedarf jedoch klarer politischer Entscheidungen und einer ausreichenden staatlichen Anschubfinanzierung. Im Einzelnen lassen sich die Einsparpotentiale der diskutierten Kraftstoff- und Antriebskonzepte bis 2020 wie folgt bewerten (dies gilt zunächst für die EU, mit geringen Abweichungen aber auch für Deutschland):

- Effizienzsteigerungen bei Diesel- und Benzinmotoren bieten im Zeitraum bis 2010 das größte Einsparpotential und werden auch im darauf folgenden Jahrzehnt weiterhin eine wichtige Rolle spielen. Sie verhindern einen Anstieg des Energieverbrauchs, der ohne sie auf Grund des zunächst weiter zunehmenden Verkehrsaufkommens zu erwarten wäre. Der mittlere spezifische Treibstoffverbrauch der Pkw's in Deutschland hat sich von 1990 bis 2003 von 9,4 auf 8,0 Liter pro 100 km herunterbringen lassen. Es darf damit gerechnet werden, dass sich dieser Trend fortsetzt. Bleibt es bei dieser Absenkungsrate, kann für 2020 mit einem Verbrauch von 6,5 l/100 km gerechnet werden.

- Biokraftstoffe werden bis 2010 nur als Beimischungen von bis zu 5% Bioethanol/ Biodiesel zum Kraftstoff in Erscheinung treten und könnten im Jahr 2010 den angestrebten Marktanteil von 5,75 % erreichen. Ab 2010 werden synthetische Kraftstoffe aus Biomasse (BTL) die konventionellen Biokraftstoffe mehr und mehr verdrängen. Insgesamt können Biokraftstoffe bis zum Jahr 2020 einen Marktanteil von 8% oder mehr erreichen.
- Erdgas wird bis 2010 nur einen Marktanteil von 0,5-1% erreichen, hat aber das Potential, bis zum Jahr 2020 einen Anteil wesentlich über 5% zu erzielen (die im EU-Szenario angepeilten 10% erscheinen realistisch). Erdgas kann auf ausgereifte Fahrzeugtechnologien setzen, erfordert aber einen erheblichen Ausbau des Tankstellennetzes und eine breitere Palette an optimierten Erdgasfahrzeugen.
- In geringerem Umfang kann auch Autogas (Liquified Petroleum Gas, LPG) einen wachsenden Anteil am alternativen Kraftstoffmarkt gewinnen (im „New proposal 2020“ wird sein Beitrag im Jahr 2020 bei 5% gesehen).
- Wasserstoff wird dagegen erst nach 2020 eine größere Bedeutung als alternativer Kraftstoff gewinnen. Bis 2020 wird sein Anteil nur auf etwa 2% ansteigen (vgl. reduzierte Prognose im „New proposal 2020“), was jedoch bereits als entscheidende Schwelle für den Beginn einer Marktdurchdringung angesehen wird.

Um die durch diese Substitution eingesparten CO₂-Emissionen abzuschätzen, müssen die erwarteten Anteile alternativer Kraftstoffe jeweils mit den entsprechenden CO₂-Reduktionspotentialen multipliziert werden. Man erhält dann pro gefahrenen Personenkilometer für 2020 eine Reduktion der spezifischen CO₂-Emissionen um etwa 10% der derzeitigen Werte (dazu tragen Biotreibstoffe 4-6%, Erdgas und Autogas zusammen 3-5% und Wasserstoff 0,5-1% bei). Da man davon ausgeht, dass das Verkehrsaufkommen in Deutschland in den nächsten Jahren zunächst noch weiter zunimmt, ehe es dann ab etwa 2010 leicht zurückgeht, werden die durch den Personenverkehr erzeugten Gesamt-CO₂-Emissionen zunächst nur langsam zurückgehen. Bis zum Jahr 2020 kann man dann aber mit einer Reduktion der jährlichen Gesamt-CO₂-Emissionen von etwa 8% der Werte von 2002 rechnen. Dies entspräche einer Reduktion um etwa 20 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr. Diese Zahl bezeichnet gegenüber dem Trend der Vergangenheit eine zusätzliche Verminderung und wurde in Tabelle 3 eingetragen.

11. Kernenergie für die Stromerzeugung

Die Kernenergie ist in Deutschland mit einem Versorgungsanteil von ca. 28% unverändert die wichtigste einzelne Primärenergie für die Stromerzeugung. Derzeit sind 17 Kernkraftwerksblöcke mit einer installierten Nettoleistung von 20.303 Megawatt in Betrieb. Im Jahre 2004 produzierten sie – noch unter Beteiligung der im Mai 2005 endgültig stillgelegten Anlage Obrigheim – zusammen 167,1 Mrd. kWh. Wegen ihrer niedrigen Brennstoffkosten werden Kernkraftwerke in der Grundlast eingesetzt und decken diese etwa zur Hälfte ab. Für den Klimaschutz ist entscheidend, dass dieser Strom ohne Emission von Kohlendioxid produziert wird.

Während die Entwicklung und Nutzung der Kernenergie anfangs von einer breiten politischen und gesellschaftlichen Zustimmung getragen wurde, wurde sie im Laufe der 1970er Jahre, und vor allem seit dem Reaktorunfall in Tschernobyl 1986, immer mehr zu einem kontroversen Thema.

Die Bundesregierung verfolgt seit 1998 eine Politik des schrittweisen Ausstiegs aus der Kernenergie. Sie führt an, die Kernenergie sei wegen der technischen Risiken, der ungesicherten Entsorgung und der Proliferationsgefahr auf Dauer nicht zu verantworten; überdies ließen die Uranreserven einen langfristigen Einsatz der Kernenergie nicht zu. Die Bundesregierung hat deshalb im Jahr 2000 mit der Stromwirtschaft eine Laufzeitbegrenzung der bestehenden Kernkraftwerke ausgehandelt, ausgedrückt in einer Reststrommenge, die für jedes einzelne Kernkraftwerk seinem Alter entsprechend festgelegt wurde und nach deren Ausschöpfung die Betriebsgenehmigung erlischt. Bei diesem Kompromiss wurden die Reststrommengen auf der Basis einer ausgehandelten Gesamtlebensdauer eines jeden Kernkraftwerks von 32 Jahren berechnet und in einer 2002 in Kraft getretenen Novelle des Atomgesetzes festgeschrieben.

Bis jetzt sind im Zuge der Ausstiegspolitik nur die relativ kleinen Kernkraftwerke Stade (672 MW, November 2003) und Obrigheim (340 MW, Mai 2005) abgeschaltet worden. Etwa vom Jahr 2008 an steht, entsprechend der Altersstruktur der Anlagen, die Abschaltung großer Einheiten an. Bald nach dem Jahr 2020 müssen auch die jüngsten Kernkraftwerke ihren Betrieb einstellen, wenn es nicht zu einer Änderung der jetzigen Befristung kommt.

Es wird in der Studie näher ausgeführt, dass von einem physikalischen Standpunkt aus gesehen, die jetzige Befristung eher willkürlich erscheint, da sich weder an der Sicherheitslage noch am Endlagerungsproblem wesentliches ändern würde, wenn die Laufzeiten verlängert würden. Ebenso wäre genug Uran vorhanden. Auf der anderen Seite ist die CO₂-freie Stromerzeugung von 167 TWh p.a. ein enormer Vorteil für den Klimaschutz. Wenn alle Kernkraftwerke tatsächlich abgeschaltet werden müssten, so müssten sie bis 2020 durch moderne

fossil befeuerte Kraftwerke ersetzt werden, die schon im günstigen Fall (Gas/fossil = 40%, siehe Tab. 7) zusätzlich 112 Mt CO₂ p.a. ausstoßen würden. (Die erneuerbaren Energiequellen werden ja ohnehin bis dahin mit größtmöglichem Tempo ausgenutzt, und ihr Strom wird prioritär eingespeist.) Die 112 Mt p.a. stehen deshalb in der Tabelle 3 mit einem +- Zeichen.

FOLGERUNGEN

12. Abschätzung der Treibhausgas-Emissionen im Jahre 2020

Die Zahlen der Tabelle 3 (S. 9) lassen sich mit den Ergebnissen der Abb. 2 (S. 7) kombinieren. Wir unterscheiden vier Fälle danach, ob die zusätzlichen Faktoren eintreten, welche ggf. den Trend verbessern oder verschlechtern würden. Im günstigsten Fall läuft die Kernkraft weiter *und* der Trend wird maximal verbessert, indem *alle* Zusatzmaßnahmen eintreten. Im ungünstigsten Fall wird die Kernkraft gestoppt, *und keine* der Zusatzmaßnahmen führt zu einer Verbesserung. Außerdem gibt es die Mischfälle. So ergibt sich Tabelle 9 mit den Vorausschätzungen der Treibhausgas-Emissionen für 2020.

	Kernkraft läuft weiter	Kernkraft gestoppt
Trend gleichbleibend	871	983
Trend max. verbessert	814	926

Tab. 9: Abschätzung der Treibhausgas-Emissionen für das Jahr 2020 in Mt CO₂-Äqu. nach Tab. 3 und Abb. 2

In jedem Fall wird unterstellt, dass die Bemühungen um CO₂-Reduktion etwa in gleicher Intensität weiterlaufen wie in den vergangenen 15 Jahren, also etwa gleichhohe Investitionen pro Jahr und gleichhohe *Zuwächse* pro Jahr für CO₂-Vermeidungskosten. Es wird auch unterstellt, dass die starken jährlichen Reduktionen bei CH₄ und N₂O in den kommenden 15 Jahren weiter so gelingen wie bisher – sie machen schließlich über 40% der erhofften trendgemäßen Einsparungen von 2005 bis 2020 aus.

Fassen wir noch einmal den ganzen 30-Jahres-Zeitraum der Studie ins Auge und tragen wir die beiden politischen Ziele für die deutschen Treibhausgas-Emissionen sowie die bisher erreichten Werte als Funktion der Zeit ein, so ergibt sich Abb. 8. Die Kyoto-Verpflichtung, minus 21% bezüglich 1990 in den Jahren 2008/12 zu erreichen, ist ein völkerrechtlicher

Vertrag. Das Ziel, bis zum Jahr 2020 minus 40% bezüglich 1990 zu erreichen, ist ein Ziel, das die Bundesregierung verkündet hat; es soll gegenüber der EU ein Angebot sein, falls dieselbe "minus 30%" für die gesamte EU beschließt. Unter dem Gesichtspunkt der Erreichbarkeit erkennt man in Abb. 8, dass dieses Ziel zu ehrgeizig ist. Es wird selbst mit weiterlaufender Kernkraft und maximaler Verbesserung des Trends um ca. 60 Mt p.a. verfehlt.

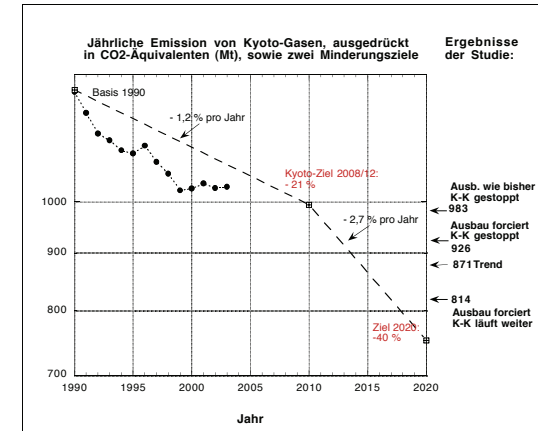


Abb. 8: Kyoto-Gas-Emissionen Deutschlands in Mt CO₂-Äqu., sowie die Emissionsziele für 2008/12 und für 2020. Am rechten Rand sind die Werte der Tab. 9 eingetragen. Der Trend ist der extrapolierte Wert von Abb. 2.

Unter dem langfristigen Gesichtspunkt, dass die Industrieländer ihre Treibhausgas-Emissionen in einem Maß herunterbringen müssen, wie es in Abschnitt 1 charakterisiert wurde, sind solche Vorstellungen aber durchaus angebracht. *Die Bundesregierung hält es für erforderlich, dass die im Kyoto-Protokoll für die erste Verpflichtungsperiode 2008 bis 2012 enthaltenen Verpflichtungen der Industriestaaten in den darauf folgenden Verpflichtungsperioden drastisch verschärft werden*, schreibt sie. Man sollte daraus den Schluss ziehen, dass der Klimaschutz verstärkt werden muss.

13. Stärkung des Klimaschutzes

Im Hinblick auf eine Stärkung des Klimaschutzes sollten die Optionen der deutschen Energiepolitik so breit wie möglich angelegt sein. In einer sich über viele Jahrzehnte erstreckenden Phase der Umorientierung der Energietechnik hin zu emissionsarmen Verfahren ist die Verfügungsmöglichkeit über verschiedene Optionen wichtig, weil der endgültige wirtschaft-

lich-technische Erfolg jeder einzelnen Option nicht vorher zu wissen ist und deshalb Alternativen gebraucht werden, die sich im Wettbewerb optimieren lassen.

Zu diesen Optionen gehört zunächst die CO₂-Sequestrierung an fossil befeuerten Kraftwerken. Für die Abtrennung von CO₂ ebenso wie für seine langfristige Lagerung liegen weltweit bereits genügend Erfahrungen vor, die die Errichtung von Kraftwerken möglich machen, in denen beides kombiniert wird. Angesichts der im industriellen Maßstab begonnenen Projekte und der von der Bundesregierung mitfinanzierten und koordinierten Forschung und Entwicklung (COORETEC-Programm) gehen wir davon aus, dass diese Option bereits in die deutsche Energiepolitik eingefügt ist. Mit steigenden Preisen der CO₂-Emissionsrechte kommen diese Kraftwerke in den Bereich der Wirtschaftlichkeit.

Im Hinblick darauf, dass die Optionen der deutschen Energiepolitik so breit wie möglich angelegt sein sollten, wird in der Studie auf zwei Optionen hingewiesen, die noch nicht Teil der deutschen Energiepolitik sind: Verlängerung der Laufzeit der Kernkraft, sowie Errichtung von Solarkraftwerken im Süden.

13.1 Plädoyer für das Weiterlaufenlassen der Kernkraft

Es besteht eine prinzipielle Diskrepanz zwischen den Planungen bezüglich der CO₂-Reduktionen, die sich aus heutiger Sicht als zu optimistisch herausstellen, und dem festen Zeitplan der Abschaltung der Kernenergie. Hatte man früher gehofft, genügend Spielraum für eine Kompensation der wegfallenden CO₂-freien Strommengen zu haben, so muss man heute einsehen, dass diese Rechnung nicht aufgeht. Vielmehr ist es geboten, die Abschaltpläne zeitlich so zu strecken, wie es die Realisierungsmöglichkeiten der CO₂-Reduktion erlauben. Den zeitlich bereits fixierten Plan zur Abschaltung bestehen zu lassen, während sich die zeitlichen CO₂-Reduktionsziele nicht einhalten lassen, führt am Klimaschutz vorbei. Die Kernkraft sollte so lange weiterlaufen, bis die CO₂-freie Produktion von 168 TWh/a durch die erneuerbaren Energien (oder ggf. fossile Kraftwerke mit CO₂-Sequestrierung) substituiert werden kann.

In der Studie wird keine Stellung für oder gegen die Kernenergie bezogen. Unabhängig davon, ob zu einer späteren Zeit die Kernkraft eine Renaissance erleben sollte oder ob sie endgültig verschwindet, soll hier auf den engen Zusammenhang hingewiesen werden, der vernünftigerweise zwischen der Bemühung um CO₂-Reduktion und dem Aufgebenwollen von 168 TWh/a CO₂-freier Stromproduktion gesehen werden muss. Wie die Analyse gezeigt hat, ist die Bemühung um CO₂-Reduktion bisher noch nicht so erfolgreich gewesen, wie sie sein müsste, um die Kernkraft bis 2020 abschalten zu können.

13.2 Plädoyer für solarthermische Kraftwerke im Sonnengürtel der Erde

Vom physikalisch-technischen Gesichtspunkt aus gibt es kaum Zweifel daran, dass solarthermische Kraftwerke eine der besten Optionen für die Bereitstellung der benötigten großen Mengen CO₂-freien Stroms darstellen. Die notwendige Erforschung und Entwicklung dieser Technologie ist seit ca. 25 Jahren im Gange und hat schon seit dem Ende des letzten Jahrzehnts ein Stadium erreicht, in dem man ihre Markteinführung hätte in Angriff nehmen sollen. Forschung kann ebenso wie Papierstudien immer weiter fortgeführt werden; der Weg vom Labor und dem Prototyp zur industriellen Fertigung und zur Errichtung kompletter Anlagen hat aber seine eigenen Zeitkonstanten. Will man diese besonders geeignete Technik nicht versäumen, müssen jetzt dringend die notwendigen Schritte getan werden.

Deutschland sollte an der Entwicklung *und* Markteinführung solarthermischer Kraftwerke *aus drei Gründen* interessiert sein:

- (a) Der Import von solarthermisch erzeugtem Strom kann zur Verminderung und letztlich Eliminierung der Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen einschließlich Erdgas beitragen.
- (b) Die Beteiligung deutscher Industrie an der Entwicklung solarthermischer Pilotanlagen wird den beteiligten Firmen einen wichtigen Vorsprung beim mittelfristig bevorstehenden Bau von vielen und großen Anlagen geben.
- (c) Deutschland kann sich Emissionsrechte sichern bei der Erstellung solarthermischer Anlagen zur Stromversorgung der Länder des Sonnengürtels der Erde im Rahmen der internationalen Kyoto-Mechanismen des „Clean Development“.

Deutsche Forschungszentren sind an der Forschung auf dem Gebiet solarthermischer Anlagen stark beteiligt, die DLR sogar in führender Position. Dies ist *eine* wichtige Voraussetzung für eine führende Stellung des Landes auf dem Gebiet der Solarthermie. Ebenso wichtig sind zum gegenwärtigen Zeitpunkt *Maßnahmen zur Markteinführung* der Solarthermie, analog dem Vorgehen in den letzten Jahren im Falle der Windenergie, das deutschen (und dänischen) Herstellern von Windturbinen eine Spitzenstellung eingebracht hat.

Spanien hat mit einem neuen Einspeisegesetz und drei (technisch unterschiedlichen und auf 50 MW Leistung begrenzten) solarthermischen Pilotprojekten einen ersten Schritt auf dem Wege zur Markteinführung der Solarthermie unternommen. Die nächsten Schritte in Richtung auf größere Anlagen sollten auch die für die Stromversorgung Mitteleuropas ins Auge gefassten Standort-Staaten in Nordafrika einbeziehen.

Deutschland bejaht die im Kyoto-Protokoll vorgesehenen Instrumente der "Joint Implementation" und des "Clean Development Mechanism". Es fehlt jedoch an einer Strategie, die darauf gerichtet ist, einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz durch entsprechende Projekte im Ausland, insbesondere in Entwicklungs- und Schwellenländern, zu erbringen.

Die Deutsche Physikalische Gesellschaft hat sich in den letzten Jahren wiederholt und gezielt für diese aussichtsreiche Technik zur Reduzierung des CO₂-Ausstoßes eingesetzt. Sie appelliert hier noch einmal an alle Beteiligten, Industrie, Stromwirtschaft und die betroffenen Regierungsinstanzen, das in ihren Kräften Stehende zu tun für einen baldigen Start des hier skizzierten Programms zur Markteinführung der CO₂-freien solarthermischen Kraftwerkstechnik.

Literatur und Anmerkungen:

- [1] Klimaschutz und Energieversorgung in Deutschland 1990 – 2020, Eine Studie der Deutschen Physikalischen Gesellschaft von W. Blum, W. Breyer, E. Gelfort, A. Harmsen, M. Keilhacker, G. Luther, A. Otto, G. Plass, E. Rebhan, Bad Honnef, September 2005, auch unter "<http://www.dpg-physik.de>" Wegen der Quellen wird auf die Originalstudie verwiesen.
- [2] In der Zeitschrift ‚Photon‘ wurde eine erheblich höhere Zahl installierter PV-Anlagen ermittelt, als in den Statistiken des BMU aufgeführt sind. Mitteilung von B. Brand, 2.5.06

**ÖFFENTLICHE PODIUMSDISKUSSION
„ENERGIEPOLITIK – KLIMASCHUTZ – ENERGIEFORSCHUNG“**

Martin Keilhacker, München

Im Rahmen der Öffentlichen Abendvorträge fand am Donnerstag, 23. März 2006, um 19:30 Uhr im Audimax der TU München unter der Diskussionsleitung von Martin Keilhacker, ehem. Direktor des JET Joint Undertaking, Culham, UK, eine Podiumsdiskussion zum Thema „Energiepolitik – Klimaschutz – Energieforschung“ statt. Am Podiumsgespräch nahmen teil: Christoph Bals, Politischer Geschäftsführer von GermanWatch, Bonn; Prof. Walter Blum, MPI für Physik, München und CERN, Genf; Prof. Alexander Bradshaw, Direktor des MPI für Plasmaphysik, Garching; Prof. Joachim Luther, Direktor des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg und Dr. Walter Sandtner, Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft und Technologie, Abteilung Energiepolitik, Bonn.

Anregung zu dieser Podiumsdiskussion hatte die DPG-Studie „Energieversorgung und Klimaschutz in Deutschland 1990 – 2020“ gegeben, die von Mitgliedern des Arbeitskreises Energie (AKE) erarbeitet und im November 2005 in Berlin der Öffentlichkeit vorgestellt worden war. Zu Beginn der Veranstaltung fasste deshalb **Walter Blum**, Leiter des Arbeitskreises Energie, die wichtigsten Ergebnisse der Studie kurz zusammen.

Die anschließenden Beiträge der Panelteilnehmer wurden dann aufgeteilt in die Themenkreise „Klimaänderung und Energiepolitik“ (mit Kommentaren zu den Empfehlungen der DPG-Studie) und „Energieforschung in Deutschland“.

„Klimaänderung und Energiepolitik“

Die Podiumsteilnehmer waren sich darüber einig, dass der Dreiklang „Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit“ der Energieversorgung nur durch einen breiten Energiemix erreicht werden könnte, der sich auf konventionelle (hauptsächlich fossile) und erneuerbare Energieträger stützt. Sie waren sich auch einig, dass der Auf- und Ausbau der „neuen“ Erneuerbaren wie Windkraft, Sonnenenergie und Biomassenutzung mehrere Jahrzehnte – und damit wesentlich länger als von vielen vorausgesagt – in Anspruch nehmen würde. Die Meinungen gingen aber darüber auseinander, wie die Zwischenzeit möglichst klimaverträglich überbrückt werden sollte: Durch fossile Kraftwerke mit CO₂-Sequestrierung, durch das Weiterlaufenlassen der Kernkraftwerke (wie in der DPG-Studie gefordert) oder ob vielleicht der forcierte Ausbau der Erneuerbaren doch

ausreichen würde, die CO₂-Reduktionsziele zu erreichen. Im Folgenden sind die Beiträge der Podiumsteilnehmer zu diesem Thema wiedergegeben.

Zunächst führte **Christoph Bals** in das Klimaproblem ein, stellte die klimapolitischen Instrumente vor und ging auf das DPG-Plädoyer für solarthermische Kraftwerke im Sonnengürtel der Erde ein:

1. Jedes Jahr werden neue Achillesversen des Treibhausgas- und Klimaproblems bekannt: Versauerung der Ozeane, Bi-Stabilität des Monsuns in Indien, Möglichkeit des Umkippen des Regenwaldes im Amazonas usw., Gletscherschmelze in China, Indien und Peru mit erheblichen Konsequenzen für Wasser- und Energieversorgung usw.

2. In Montreal (COP 11) wurden vier Türen für Post-2012-Verhandlungen aufgestoßen: Post-Kyoto; Neue Formen der Verpflichtung für Schwellenländer; Instrumente gegen die Waldvernichtung; Gespräche über neue Instrumente, auch mit USA, Australien usw. – die Ergebnisse davon sind jedoch völlig offen.

3. Positive Nachricht des kommenden IPCC-Berichtes: Klimaschutz durch technisches Lernen ist kostengünstiger als bisher gedacht.

4. Die hohen Öl- und Gaspreise führen zwar einerseits zu einer beschleunigten Entwicklung von Energieeffizienz und Erneuerbaren Energien – dies gilt es zu unterstützen; aber ohne geeignete Instrumente – vor allem des „Cap and Trade“ bzw. des projektbasierten Emissionshandels – überwiegen klimapolitisch global die Nachteile des hohen Ölpreises: Ausweichverhalten in Richtung Kohle, Ölsand u. a..

5. Um eine Technologie wie die Solarthermische Stromerzeugung im Sonnengürtel der Erde zu fördern, kann der CDM eine Rolle spielen, zumal wenn er zum „Policy CDM“ weiterentwickelt wird (X Prozent der Anschubförderung wird durch eine Politik des Gastlandes finanziert, Y Prozent wird ergänzend zu dieser Politik durch den CDM finanziert).

6. In den Maghreb-Staaten würde sich die technisch mögliche Kombination mit Salzwasser-Entsalzung nahelegen, da alle fünf großen Klimaszenarien für diese Region eine ganz erhebliche Reduktion des Regenfalls (-40%) vorhersagen.

7. Deutschland kann in dieser Hinsicht eine Vorreiterrolle übernehmen und kann mit Blick auf die EU-Präsidentschaft (2007) und den G8-Gipfel in Deutschland (2007) eine entsprechende Initiative starten, aufbauend auf ersten Ansätzen dazu.

Anschließend erläuterte **Joachim Luther**, Mitautor des 2003 erschienen WBGU-Berichts „Energiewende zur Nachhaltigkeit“, wie aus seiner Sicht ein nachhaltiges Energiesystem aussehen sollte:

1. Ziel einer verantwortungsvollen Energiepolitik sollte unter anderem sein, global ein nachhaltiges Energiesystem zu etablieren. Nachhaltigkeit sollte dabei umfassend verstanden werden (nicht nur Klimaschutz). Anderenfalls löst man zielfokussiert ein Problem (z.B. das CO₂ Problem) und generiert ein neues.

Neben dem Klimaschutz (und ergänzenden ökologischen Kriterien) sollten weitere Kriterien für ein nachhaltiges Energiesystem sein:

- *Finanzierbarkeit*
- *Risiken im Normalbereich halten*
- *Zugang zu moderner Energie für alle Menschen u. a..*

Einzelne Industrieländer dürfen im Rahmen ihrer Energieversorgungsstrategien keinen energiepolitischen Weg gehen, den sie nicht auch anderen (allen) Ländern prinzipiell zugestehen.

2. Wenn man diese – nicht sehr scharfen – Kriterien zu Grunde legt, kann ein nachhaltiges Energiesystem aus heutiger Sicht schwerpunktmäßig nur aus folgenden Komponenten bestehen:

- (i) Effizienter und sparsamer Umgang mit Energie, d. h. intelligente Energienutzung*
- (ii) Nutzung fossiler Energieträger, soweit dies noch klimaverträglich ist; Sequestrierung von CO₂ mit sehr hoher Effizienz (CO₂-freie fossile Kraftwerke wird es wohl nicht geben)*
- (iii) Einsatz erneuerbarer Energiequellen (wobei auch hier strikte Nachhaltigkeitskriterien anzuwenden sind – nur „nachhaltige Potentiale“ dürften erschlossen werden).*

Hierbei wurden grundsätzlich neue Technologien, wie die Kernfusion, nicht berücksichtigt, da heute noch nicht mit hinreichender Sicherheit gesagt werden kann, ob und wann sie für die globale Energiewirtschaft zur Verfügung stehen werden.

3. Dazu einige Anmerkungen:

- a) Der derzeitige Trend in der Steigerung der globalen Energieeffizienz von 1%/Jahr reicht bei weitem nicht aus.*
- b) Die Versorgung mit fossilen Energieträgern ist, wenn man von der räumlichen Ungleichverteilung auf der Welt absieht, kein Quellen- sondern ein Senkenproblem. Eine hocheffiziente Sequestrierung vorausgesetzt, können wir vermutlich den gesamten derzeitigen Primärenergiebedarf (ohne Wachstum) noch für gut 50 Jahre aus fossilen Quellen decken.*
- c) Von den erneuerbaren Energiequellen haben vor allem die Biomassenutzung, die Windenergie und die Sonnenenergie beträchtliche nachhaltige Potentiale. Nur das Potential der Sonnenenergie ist nach menschlichen Maßstäben unbegrenzt. Ein Hauptproblem bei der weltweiten großmaßstäblichen Nutzung der erneuerbaren Energiequellen ist, dass zu ihrer vollen Entfaltung einige Dekaden benötigt werden (Aufbau der notwendigen Konverter und Infrastrukturen). Die derzeit erzielten Kostenreduktionen für Energie auf der Basis erneuerbarer Energiequellen lassen erwarten, dass mittelfristig die Kosten in Bereiche kommen werden, die volkswirtschaftlich vertretbar sind. Der Aufbau einer derartigen im strikten Sinne nachhaltigen Energiewirtschaft kann mittelfristig nur im Europäischen und später nur im globalen Verbund geschehen.*

Im Anschluss nahm **Alexander Bradshaw** zur energiepolitischen Situation in Deutschland Stellung und stellte als längerfristige Energieoption die Kernfusion heraus:

1. Laut Zeitungsberichten dieser Woche soll der Energiegipfel, zu dem die Bundeskanzlerin am 3. April 2006 eingeladen hat, zu der Entscheidung führen, 10-13 Milliarden Euro in neue Kohlekraftwerke zu investieren. Das ist also das Resultat von sieben Jahren rot-grüner Energiepolitik: Die Planung und der Bau einer Vielzahl von Kohlekraftwerken, bei denen die CO₂-Abtrennung nicht berücksichtigt ist. Dies ist eine direkte Folge des strikten Festhaltens am so genannten Atom-Ausstiegsszenario. Man kann nur James Lovelock, den Begründer der GAIA-Bewegung und prominenten britischen Grünen, zitieren: „Every year that we continue burning carbon makes it worse for our descendants only one immediately available source does not cause global warming, and that is nuclear energy.“ Die pervertierte Logik, die zu einer Verneinung dieses Statements führt, ist in der jetzigen Situation einfach unverantwortlich. Natürlich darf man aber auch die erneuerbaren Energien, vor allem Wind, nicht vergessen.

2. Was können wir aber tun? Deutschland gehört zu den wenigen Industrieländern, deren Kohlendioxid-Ausstoß nach 1990 abgenommen hat. Zwar gingen von den seit 1990 erreichten 16 Prozent Reduktion mehr als die Hälfte auf das Konto der Wiedervereinigung. Trotzdem ist man dem im Kyoto-Protokoll festgelegten Ziel – 21-prozentige Abnahme aller Treibhausgase bis 2012 – schon recht nahe. Aber: Anders als Energiesektor und Industrie trugen private Haushalte und Verkehr bisher nur wenig zur Emissionsminderung bei. Energiesparen muss noch mal ganz neu angegangen werden. Daher weisen Initiativen im Gebäudebereich in die richtige Richtung. Hier sind insbesondere auch Gemeinden und Kommunen gefragt. Stadtplanung muss Energieplanung bedeuten. Im Verkehrsbereich darf man leider nicht zu viel erwarten, die Ausprägung des Großstadtcowboys, der unbedingt einen 7 Liter Geländewagen oder ähnliches fahren muss, steht hier jeder „Energierationalität“ entgegen.

3. Zu den längerfristigen Optionen gehört die Fusion. Die europäische Führung auf diesem Gebiet muss beibehalten werden, unter anderem durch adäquate Finanzierung. Ist die Fusionsforschung weiterhin erfolgreich, und mit der ITER-Entscheidung hat man den Grundstein dafür gelegt, dann könnte diese Technik ab Mitte des Jahrhunderts zu den Pfeilern einer nachhaltigen Energieversorgung gehören: Fusionskraftwerke wären umwelt- und klimafreundlich, könnten überall in der Welt aufgestellt werden und einen fast unbegrenzten Brennstoffvorrat erschließen. Die Fusion ist damit praktisch die einzige Energiequelle, die geringen Landbedarf und zugleich Unabhängigkeit von Brennstoffimporten bieten könnte.

Dabei ließen sich Fusionskraftwerke problemlos – wie heutige Großkraftwerke – in das Verbundsystem der Stromversorgung einbinden. Aber auch erneuerbare Energietechniken wie Wind und Sonne sind nicht etwa als Konkurrenten der Fusion anzusehen, sondern als komplementäre Ergänzung. Mit etwa 1000 Megawatt elektrischer Leistung würden Fusionskraftwerke vor allem die Grundlast bedienen und könnten so als Puffer für die von der Witterung abhängigen Wind- und Sonnenkraftwerke arbeiten. Ebenso könnte die Fusion zur Wasserstoffherzeugung genutzt werden.

Solche längerfristigen Optionen sind notwendig: Das brisante Problem des steigenden Energiebedarfs wird uns im ganzen 21. Jahrhundert begleiten.

Abschließend beschrieb **Walter Sandtner** die internationale und nationale Entwicklung der Kernenergie:

1. Internationale Entwicklung der Kernenergie

Nach Zahlen der IEA hat es von 1970-2005 eine weltweite Verdoppelung des Energiebedarfs gegeben, bis 2050 ist mit einer weiteren Verdoppelung zu rechnen. Die CO₂-Emissionen sind von 1990-2004 weltweit um 25 % gestiegen, bis 2030 ist ein weiterer Anstieg um 40% zu erwarten. Bereits diese Zahlen zeigen, dass die Welt sämtliche Energieformen benötigt, also einen umfassenden Energiemix, dabei möglichst viele CO₂-freien Energien.

Eine Reihe wichtiger Länder versucht, auf diese Situation unter Einbeziehung der Kernenergie zu reagieren. Es zeichnet sich eine internationale Kernenergie-Renaissance ab. Diese Kernenergie-Renaissance ist nichts anderes als das Bemühen, durch Kernenergie einen Beitrag zu erbringen

- zur Deckung des dargelegten enormen Energiehungers,
- zur Eindämmung der steigenden CO₂-Emissionen, sowie
- zur Begrenzung der Energieabhängigkeit.

Nach Darlegungen der EU-KOM beträgt die EU-Energieabhängigkeit derzeit 50% und wird aller Voraussicht nach in den nächsten 20-30 Jahren auf 70 % ansteigen.

Im Rahmen dieser Kernenergie-Renaissance ist von den betroffenen Staaten bereits eine Reihe von Maßnahmen ergriffen worden, die in den nächsten Jahren wohl verstärkt werden: Laufzeitverlängerung von Reaktoren (vor allem in den USA, aber auch RUS und NL), Kapazitätserweiterung von Reaktoren: Neubau (über 20 Reaktoren im Bau), in Planung (30-40), in Diskussion (50-60). Die USA haben vor ca. 3 Monaten eine Global Nuclear Energy Partnership (GNEP) vorgeschlagen, ähnlich RUS („Putin-Initiative“). Das Nuklear-Abkommen USA/Indien und das Grundsatz-Abkommen FRA/Indien sind letztlich auch Ausdruck dieser Kernenergie-Renaissance. Hinzu kommen die verstärkten Nuklear-FuE-Anstrengungen, z. B. die US-Initiative Generation IV, an der 12 Länder, einschließlich EURATOM, beteiligt sind. Der Beschluss zum Bau des Fusionsprojektes ITER gehört ebenfalls in diesen Zusammenhang.

Die Anstrengungen auf dem Kernenergiegebiet schließen natürlich die Bemühungen in anderen Energiebereichen nicht aus, vom CO₂-freien Kohlekraftwerk bis zu Erneuerbaren Energien und Energieeffizienz.

2. Nationale Entwicklung im Kernenergiebereich

Deutschland verfolgt seit Bildung der rot-grünen Bundesregierung im Jahr 1998 die sog. Kernenergie-Ausstiegspolitik. Diese Politik ist in der sog. Konsensvereinbarung vom Juni 2000 und Juni 2001 konkretisiert und durch die Änderung des Atomgesetzes im März 2002 formalisiert worden.

Mit dieser Ausstiegspolitik sollte u. a. ein weltweites Signal der Abwendung von der Kernenergie gegeben werden. Damit wurde die Erwartung verbunden, dass andere Staaten diesem Signal und dieser Politik folgen werden. Die Weltgemeinschaft hat aber mehrheitlich einen gegenteiligen Weg eingeschlagen. Vor dem Hintergrund der dargelegten Kernenergie-Renaissance kann man nicht anders als feststellen, dass die deutsche Kernenergie-Ausstiegspolitik gescheitert ist.

Der deutsche Philosoph Helmuth Plessner hat 1959 das ausgezeichnete Buch „Die verspätete Nation“ veröffentlicht. Dieses Buch wurde früher im Universitätsbereich intensiv diskutiert und war eine Art geistiges Rückgrat der Adenauer-Zeit. In dem Buch wird dargelegt, dass Deutschland nur unzureichend die Entwicklung der Renaissance und der Aufklärung rezipiert habe. Deutschland droht nun wieder zu einer verspäteten Nation zu werden, wenn es glaubt, sich der internationalen Kernenergie-Renaissance entziehen zu können.

Am 3. April 2006 steht der deutsche Energie-Gipfel bevor. Es sieht derzeit so aus, dass bei diesem deutschen Gipfel im Unterschied zum EU-Gipfel, der am heutigen Tage der Podiumsdiskussion in Brüssel stattfindet, und zum G8-Gipfel im Juli in St. Petersburg, die Kernenergie keine oder nur eine sehr geringe Rolle spielen wird. Dabei ist vielen Leuten bewusst, dass mindestens zwei Kernenergie-Themen auf der Tagesordnung stehen sollten:

- die Endlagerfrage (Konrad, Gorleben), und
- die Frage der Verlängerung der Reaktorlaufzeiten.

„Energieforschung in Deutschland“

Hier waren sich alle Podiumsteilnehmer einig, dass die Entwicklung unserer Energieversorgung zu einem nachhaltigen Energiesystem eine Jahrhundertaufgabe ist und deshalb eine langfristige FuE-Strategie benötigt. Außerdem müssen, wie in der Koalitionsvereinbarung vom November 2005 vereinbart, die FuE-Ausgaben (Staat und Wirtschaft) zügig von derzeit 2,5% auf 3% des BIP angehoben werden. Im Einzelnen führten die Podiumsteilnehmer dazu Folgendes aus:

Joachim Luther:

In den OECD Ländern hat das in die Energieforschung investierte Budget seit 1980 drastisch abgenommen. Dieser Trend muss schnell und kräftig umgekehrt werden.

Die Transformation unserer Energiesysteme hin zur Nachhaltigkeit ist eine Jahrhundertaufgabe. Daraus folgt, dass eine wirklich langfristige FuE-Strategie von Nöten ist.

Die zur Verfügung stehenden Mittel sollten so eingesetzt werden, dass Forschung und Technologieentwicklung

- (i) für die heutigen Energietechnologien,
- (ii) für die kommenden Technologien, und
- (iii) für die langfristigen Optionen

in einem ausgewogenen Verhältnis erfolgen. Dabei sollte das Risiko eines Fehlschlages der Technologiepfade mit berücksichtigt werden.

Im Bereich der technischen Nutzung Erneuerbarer Energiequellen ist in allen Feldern engagierte Technologieentwicklung von Nöten. Verstärkte Forschungsanstrengungen sind vor allem in den folgenden Bereichen unabdingbar (einige Beispiele):

- Solarenergie: Photovoltaik; solarthermische Stromerzeugung; solares und energieeffizientes Bauen
- Biomasse: Pflanzenzüchtung; Genetik; Gewinnung von flüssigen Energieträgern
- Speichertechnologie: für Wärme und hochwertige Energie, zentral und dezentral; Wasserstofftechnologien
- Elektrizitätsnetze: bidirektionale, intelligente Netze; verteilte Stromerzeugung.

Alexander Bradshaw:

Wichtig sind das Werkzeug der Forschungsförderung und die Hoffnung, die Energieprobleme durch technische Innovationen zu lösen. Leider muss man feststellen, dass die staatlichen Ausgaben für Energieforschung in Deutschland bedauerlich niedrig sind: Weniger als ein Prozent der Einnahmen aus Energiesteuern und -abgaben werden für die Energieforschung aufgewandt. Ein anderer Vergleich: Nur rund 0,1 Promille seines Bruttosozialprodukts wendet Deutschland für Energieforschung auf – weniger als die Hälfte der französischen oder US-amerikanischen Ausgaben, sogar nur ein Fünftel im Verhältnis zu Japan!

Zu den längerfristigen Optionen gehört die Fusion. Die europäische Führung auf diesem Gebiet muss beibehalten werden, unter anderem durch adäquate Finanzierung.

Walter Sandtner:

In der Koalitionsvereinbarung vom November 2005 ist entsprechend der EU-Lissabon-Strategie vereinbart worden, die deutschen FuE-Anstrengungen (Staat und Wirtschaft) von bislang 2,5% auf 3% des BIP anzuheben. Demgemäß ist derzeit ein 6 Mrd. €-FuE-Programm für vier Jahre einschließlich einer High-Tec-Strategie in Vorbereitung. Hiermit soll der Gesamtbereich der Forschung erfasst werden, von Weltraum über Meerestechnik und einer neuen Generation von Suchmaschinen bis zu allen Energieformen einschließlich der Energieeinsparung. Eine moderne Industriegesellschaft ohne größere Rohstoffvorkommen wie Deutschland ist in besonderem Maß auf Bildung, Ausbildung, FuE, Wissen und Können angewiesen.

Die anschließende lange Diskussion zwischen den Panelteilnehmern und mit dem Publikum unterstrich die große Brisanz und das reze Interesse an dem angesprochenen Themenkreis.

ANSCHRIFTEN DER VORTRAGENDEN UND DES HERAUSGEBERS

Christoph Bals

GermanWatch e.V.
 Dr. Werner-Schuster-Haus
 Kaiserstr. 201
 D-53113 Bonn
 E-Mail: bals@germanwatch.org

Walter Blum

Max-Planck-Institut für Physik, München und CERN, Genf
 CERN, Dep. PH
 CH-1211 Genf 23, Schweiz
 E-Mail: walter.blum@cern.ch

Alexander Bradshaw

Max-Planck-Institut für Plasmaphysik (IPP)
 Boltzmannstr. 2
 D-85748 Garching bei München
 E-Mail: alex.bradshaw@ipp.mpg.de

Wolfgang Breyer

Hallerstr. 7
 D-91054 Buckenhof
 E-Mail: wolfgang.breyer@kerntext.de

Gregor Czisch

Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET)
 Universität Kassel
 Königstor 59
 D-34119 Kassel
 E-Mail: gczisch@iset.uni-kassel.de

Heinrich Hora

Department of Theoretical Physics
 University of New South Wales
 Sydney NSW 2052, Australia
 E-Mail: h.hora@unsw.edu.au

Günter Janeschitz

Forschungszentrum Karlsruhe GmbH
 P.O.Box 3640
 D-76021 Karlsruhe
 E-Mail: Gunter.Janeschitz@fusion.fzk.de

Martin Keilhacker

Kapellengartenstr. 11
 D-81247 München
 E-Mail: Martin.Keilhacker@SoftDesign.de

Kurt Kugeler

Lehrstuhl für Reaktorsicherheit und -technik (IRST)
 RWTH Aachen
 Eilfschornsteinstr. 8
 D-52062 Aachen
 E-Mail: K.Kugeler@fz-juelich.de

Johannes Liebl

BMW Group
 Knorrstr. 147
 D-80788 München
 E-Mail: johannes.liebl@bmw.de

Joachim Luther

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE)
 Heidenhofstr. 2
 D-79110 Freiburg
 E-Mail: luther@ise.fhg.de

George H. Miley

Fusion Studies Laboratory
 University of Illinois
 Urbana, IL, USA

Robert Pitz-Paal

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
 Institut für Technische Thermodynamik
 Linder Höhe
 D-51147 Köln
 E-Mail: Robert.Pitz-Paal@dlr.de

Nathalie Pöppe

Lehrstuhl für Reaktorsicherheit und –technik (IRST)
 RWTH Aachen
 Eilfschornsteinstr. 8
 D-52062 Aachen

Walter Sandtner

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
 Villemombler Str. 76
 53123 Bonn
 E-Mail: walter.sandtner@bmwi.bund.de

Wolfgang Schröppel

Energietechnische Gesellschaft im VDE
 c/o VDE-Verbandsgeschäftsstelle
 Stresemannallee 15
 D-60596 Frankfurt am Main
 E-Mail: wolfgang.schroepfel@siemens.com

Jürgen Schmid

Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET)
 Universität Kassel
 Königstor 59
 D-34119 Kassel
 E-Mail: jschmid@iset.uni-kassel.de

Martin Skiba

REpower Systems AG
 Alsterkrugchaussee 378
 D-22335 Hamburg
 E-Mail: m.skiba@repower.de

Inga Tragsdorf

Lehrstuhl für Reaktorsicherheit und –technik (IRST)
 RWTH Aachen
 Eilfschornsteinstr. 8
 D-52062 Aachen
 E-Mail: tragsdorf@lrst.rwth-aachen.de

Robert Wolf

Institut für Plasmaphysik (IPP)
 Forschungszentrum Jülich GmbH
 D-52425 Jülich
 E-Mail: r.wolf@fz-juelich.de

VORTRÄGE 1996-2005**60. Physikertagung Jena 1996**

R. Linkohr

Deutsche Energiepolitik im europäischen Trend?

G. Berz

Zunahme der Naturkatastrophen: Auswirkungen der Klimaänderungen?

U. Eisenberger

Das Brennstoffkennzahl-Verfahren als neues Planungsinstrument für
Neubau- und Sanierungsvorhaben

W. Feist

Passivhäuser: Gebäude ohne Heizung

– Erfahrungen mit dem ersten Demonstrationsgebäude in Darmstadt und
Perspektiven für kostengünstige Passivhäuser

G. Eisenbeiß

Sonnenenergie – Physik und Technik für Umwelt und Nachwelt

F. Ziegler, S. Demmel, R. Kahn, P. Lamp, G. Alefeld

Hocheffiziente Absorptionsmaschinen zur Versorgung mit Kälte und Wärme

U. Radtke

Hochleistungsübertragung über große Entfernungen mit hochgespanntem
Gleichstrom

J. Diekmann

Modelle und Perspektiven zur stufenweisen Markteinführung von leistungs-
starken Anlagen der Solarenergie und der Windenergie im Stromsektor

K. Kugeler

Sicherheitsaspekte zukünftiger Kernkraftwerke und Thorium-Reaktor
zur Plutonium-Beseitigung

G. Plass

Inertialfusion mit Schwerionenzündung

K. Pinkau

Stand und Perspektiven der Fusionsforschung

J.-Fr. Hake

Szenarien zur Minderung energiebedingter Klimagasemissionen in Deutschland

M. Kleemann

Aktuelle ökologische und ökonomische Aspekte bei der Nutzung regenerativer
Energiequellen

B. Geiger

Methodik zur Erstellung energiewirtschaftlicher Prozessketten

U. Wagner

Bewertung von Prozessketten einer Wasserstoff-Energiewirtschaft

61. Physikertagung München 1997:

K. Kugeler

Nutzung der Kernspaltungsenergie – heute und in Zukunft

J.-P. Revol

Nuclear waste removal using particle beams – incineration with fast neutrons

T. Hamacher

Stand und Perspektiven der Fusion

J. Raeder (SEAFP) Team)

An Assessment of the Safety and Environmental Characteristics of
Nuclear Fusion Based on Magnetic Confinement

H.-M. Groscurth, H. Bergmann, W. Bräuer

Die Deregulierung des Strommarktes und ihre Konsequenzen für die
Markteinführung erneuerbarer Energien

E. Tönsing, E. Jochem, M. Landwehr, C. Nölscher, H. Vollmar
Methodisches Vorgehen bei der Entwicklung von Szenarien der Energie-
nutzung und -versorgung mit reduzierten CO₂-Emissionen bis 2050

A. Moser
Lastnahe und lastferne Elektrizitätserzeugung – Folgen für Planung
und Betrieb der Netze

R. Benz, K.P. Bartholomä, D. Demuth, B. Gardini
Envisat-1: A European Contribution to Global Environmental Monitoring

G. Zimmerer
Energie und Umwelt im universitären Physikunterricht

62. Physikertagung Regensburg 1998:

Wolfgang Spirkl
Nichtabbildende Optik zur hocheffizienten Umwandlung von Sonnenenergie

Hans-Martin Henning
Solare Kühlung – Thermodynamische Grundlagen, Einsatzmöglichkeiten und neue
Entwicklungen

R. Caps und J. Fricke
Entwicklungsstand und Tendenzen bei Vakuumisolationen

C. Hebling, A. Eyer, F. Faller, A. Hurle, R. Lüdemann, S. Reber, W. Wetzling
Die kristalline Silicium-Dünnschicht-Solarzelle

K. Schwarzburg, B. Burfeindt, T. Hannappel, B. Meissner, F. Willig
Farbstoff-Injektions-Solarzellen

Hans-Georg Beyer, Detlev Heinemann
Satellitengestützte Verfahren zur Bestimmung der kurzwelligen solaren Einstrahlung für die
Analyse von Solarenergiesystemen

Joachim Nitsch
Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung

Jean Mattern
Das Konzept des SWR 1000; ein Siedewasserreaktor mit passiven Sicherheitseinrichtungen

Heinrich-Peter Laqua, W7-AS Team
Über die Geometrie von Korkenziehern und den magnetischen Einschluß von
Fusionsplasmen in Stellaratoren

63. Physikertagung Heidelberg 1999:

Klaus Becker
Wie gefährlich sind kleine Strahlendosen?

Klaus Kühn
Endlagerung radioaktiver Abfälle – ein auswegloses Problem in Deutschland?

Dieter Attig
Zukunftschancen der Kraft-Wärme-Kopplung in einem liberalisierten Energiemarkt

Helmuth-M. Groscurth und Isabel Kühn
Die energetische Nutzung von Biomasse – technische, ökonomische und ökologische
Erfahrungen anhand ausgewählter europäischer Beispiele

Gregor Czisch
Potentiale der regenerativen Stromerzeugung in Nordafrika – Perspektiven
ihrer Nutzung zur lokalen und großräumigen Stromversorgung

Michael Häusler
Solarstrombrücken zwischen Nordafrika und Europa

Simone Lenz und Wolfgang Pfaffenberger
Stromhandel mit erneuerbaren Energieträgern mit einem Quotenmodell

64. Physikertagung Dresden 2000:

darin das Symposium 'Plutonium und was nun'? (Vorträge markiert mit *)
zusammen mit dem Arbeitskreis Physik und Abrüstung

Wolfgang Liebert, Roland Bähr, Alexander Glaser, Lothar Hahn, Christoph Pistner
Fortgeschrittene Nuklearsysteme: Was ist zu erwarten?

Dominique Delattre
The accident at the nuclear fuel processing facility in Tokajmura: The role of IAEA

Martin Keilhacker
Richtungsweisende Ergebnisse vom Europäischen Fusionsexperiment JET

Klaus-Detlef Closs
Anforderungen an Plutonium-Abfallprodukte aus der Sicht der Endlagerung (*)

K. Gompper und G. Keßler
Moderne Strategien zur Beseitigung von Plutonium (*)

Allison Macfarlane
The Options for and Status of Military Surplus Plutonium
in the United States and Russia (*)

Wolfgang Liebert, Alexander Glaser, Christoph Pistner
Umgang mit deutschem Reaktorplutonium im europäischen Kontext (*)

Michael Dick
Die Technik des 3-Liter Autos

Holger Krawinkel
Zertifikatshandel für erneuerbare Energien – Eine europäische Perspektive

Manfred Treber
Sachstand beim internationalen Klimaschutz im Rahmen der UN-Klimaverhandlungen –
die Schlupflöcher des Kyoto-Protokolls und der Beitrag der Naturwissenschaften

65. Physikertagung Hamburg 2001:

Christian-D. Schönwiese
Zum aktuellen Stand der Klimaproblematik: Nachweis des Klimafaktors Mensch
in den Beobachtungsdaten und Modellabschätzungen

Christoph Bals
Die Klimaverhandlungen der Vereinten Nationen
nach dem gescheiterten Klimagipfel von Den Haag

Harald Bradke
Zukünftige Energiesysteme

F.Barthel und P.Kehrer
Welterdölvorräte und ihre Reichweite
Jochen Fricke
Energiebedarf und Energiebereitstellung: Forderungen und Beiträge
aus der Wissenschaft, insbesondere zur Altbausanierung

Rudolf Henne
Brennstoffzellen: Funktion, Potenzial und Stand der Entwicklungen

J. Ebner, G. Isenberg, R. Edinger
Renewable Energies for Climate Benign Fuel Production:
Powering Fuel Cell Vehicles

Augustin J.McEvoy and Michael Grätzel
Dye-sensitised Nanocrystalline Solar Cells

Christoph Krupp
Klimapolitik in Hamburg: Konzepte und Ergebnisse

Eike Gelfort
Statusbericht zur Stilllegung kerntechnischer Anlagen

Helmuth-Michael Groscurth
Klimaschutz durch Emissionshandel

Thomas Hamacher
Was können wir aus der Entwicklung der Wassermühle im frühen Mittelalter
über die Zukunft der Energieversorgung lernen?

Karl Ehrlich
Die Entwicklung von Strukturmaterialien für die Kernfusion

Werner Späth
Elektrisches Licht: Wegbereiter des Industrie- und Informationszeitalters

66. Physikertagung Leipzig 2002:

Gerd Eisenbeiß, Michael Geyer
Solarenergie aus dem Sonnengürtel

Hermann-Josef Wagner
Windenergie – Stand, Tendenzen und Analysen

Ernst Welfonder, M. Kurth, H.-B. Tillmann
Duale elektrische Energieversorgung bei zunehmender Windkrafteinpeisung
Dual Electric power supply with increasing wind power generation

Werner Brinker
Dezentrale Stromerzeugung und ihre Auswirkung auf die Netzsysteme

Christian P. Beckervordersandforth
Rolle des Erdgases in einer nachhaltigen Energiewirtschaft – Brücke zum Wasserstoff

Viktor Scherer
Kombinierte Gas- und Dampfturbinenkraftwerke:
Bausteine einer effizienten Stromversorgung

Andreas Hauer
Thermochemischer Speicher mit Zeolith zum Heizen und Kühlen

Jürgen. U. Keller, M. U. Göbel, R. Staudt
Das Wirbelrohr:
Bemerkungen zu den Grundlagen und neuen energietechnischen Anwendungen

Sven Bode
Marktwirtschaftliche Instrumente im Klimaschutz –
Aktivitäten und Erfahrungen in Unternehmen und auf Staatenebene

Manfred Treber
Chancen und Risiken der Implementierung des Kyoto-Protokolls –
Internationaler Klimaschutz nach dem Klimagipfel von Marrakesch

Franz Trieb, Joachim Nitsch, Lars-Arvid Brischke
Szenario zur nachhaltigen Stromversorgung Deutschlands bis 2050

67. Physikertagung Hannover 2003:

Klaus Heinloth
Energie: Optionen für die Zukunft

Robert Pitz-Paal, Bernhard Hoffschmidt
Ziele bei der Entwicklung von solarthermischen Kraftwerken

Karl Lackner
Planung und Aufgaben des nächsten Schrittes
in der Fusionsforschung: ITER

Peter-W. Phlippen, K. Kugeler
Der Hochtemperaturreaktor –
Sicherheitseigenschaften und laufende Projekte

Marco K. Koch, Tim Büscher, Hermann Unger
Sicherheitskonzepte fortgeschrittener Leichtwasserreaktorentwicklungen

Eike Gelfort
Drei Generationen von Kernkraftwerken

Axel Michaelowa
Reicht das Kyoto-Protokoll als Bollwerk
gegen die anthropogene Klimaveränderung aus?

Stephan Richter, Thomas Hamacher
Die integrale Methode URBS
zur Beschreibung und Optimierung urbaner Energiesysteme

Wolfgang Feist
Energieeffizienz bei Gebäuden – dargestellt am Beispiel Passivhaus

Gerhard Kirchner
Haustechniksystem AEREX für Passivhäuser – Technik und Erfahrungen

Hartmut Graßl
Klimawandel und neue Wetterextreme

Stefan Rahmstorf
Aus der Klimageschichte lernen (Abstract)

Martin Heimann
Der Kohlenstoffkreislauf: Eine interaktive Komponente
des globalen Klimasystems (Abstract)

Johann Feichter
Anthropogenes Aerosol: Kleinste Partikel mit großer Wirkung
auf Klima und hydrologischen Kreislauf (Abstract)

Hans von Storch, Nico Stehr
Anpassung und Vermeidung – wie geht der Mensch mit der
anthropogenen Klimaänderung um? (Abstract)

68. Physikertagung München 2004

Eberhard Jochem
Weltweite Perspektiven der Kohle – Klimabedrohung oder Entwarnung?

Tore A. Torp
CO₂ Capture and Storage – An Update on Ongoing European R&D

Kurt Kugeler, J. U. Knebel, R. Odoj, P. W. Phlippen, N. Pöppe
Zukünftige Optionen für die Entsorgung von hochradioaktiven Abfällen

Ulrich Krugmann
Der „European Pressurized Water Reactor“ (EPR) und sein Sicherheitskonzept

Arthur G. Peeters
Theoretical Understanding of Transport in Fusion Plasmas

Cornelia Viertl
Windenergie: Entwicklung Onshore und Offshore

Andreas Düser
Die technisch-wirtschaftliche Entwicklung der Windenergie:
Rückblick auf die letzten 10 Jahre und Ausblick auf zukünftige Entwicklungen

Helmut Alt
Netzeinspeisung aus zeitlich fluktuierenden Quellen

Gerhard Bohrmann und Erwin Suess
Gashydrate der Meeresböden: Ein dynamischer Methanspeicher im Ozean

Thomas Happe und Katrin Müllner
Biotreibstoffe aus Algen: Photobiologische Wasserstoffproduktion und CO₂-Fixierung

Franz X. Söldner
Alternative Treibstoffe zur Sicherung von Energieversorgung und Umwelt

Holger Apfel, Carsten Cremers and Ulrich Stimming
Fuel Cells: State of the Art and Future Developments

Stephan Richter und Thomas Hamacher
Langfristige Auswirkungen sich verändernder Stromkosten auf eine
dezentrale Energieversorgung in urbanen Energiesystemen

69. Physikertagung Berlin 2005

Eckhard Rebhan
Kosmologischer Ursprung der für irdische Zwecke nutzbaren Energie

Joachim U. Knebel und Th. Walter Tromm
Sollte sich Deutschland an der Entwicklung neuer Kernreaktoren
der Generation IV beteiligen?

Wolfgang Steiger
Biogene synthetische Kraftstoffe – Basis nachhaltiger Mobilität

Stephan Kohler
Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse der Studie
*Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie
in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020* (dena-Netzstudie)

Stefan Glunz
Stand und Perspektiven der Photovoltaik

Brigitte Falkenburg
Unsere Verantwortung für das Klima – Was können wir wissen?

Christian-D. Schönwiese
Klimawandel im Industriezeitalter – Beobachtungsindizes und Ursachen

Fritz Vahrenholt
Energieversorgung – eine zentrale Frage des 21. Jahrhunderts

Axel Kranzmann
Stromerzeugung ohne CO₂-Ausstoß in die Erdatmosphäre (Abstract)

Hans Joachim Schellnhuber
Der Klimawandel: Diagnose, Prognose, Therapie (Abstract)

Thomas Stocker
800,000 Years of Greenhouse Gas Concentrations from an Antarctic Ice Core (Abstract)

Martin Visbeck
Climate Variability and Change in the Atlantic Sector (Abstract)

Peter G. Brewer
Experiments on the Ocean Disposal of Fossil Fuel CO₂ (Abstract)

Die Vorträge können einzeln oder im Tagungsband bezogen werden, solange der Vorrat reicht, über die Herausgeber Martin.Keilhacker@softdesign.de und Walter.Blum@cern.ch.