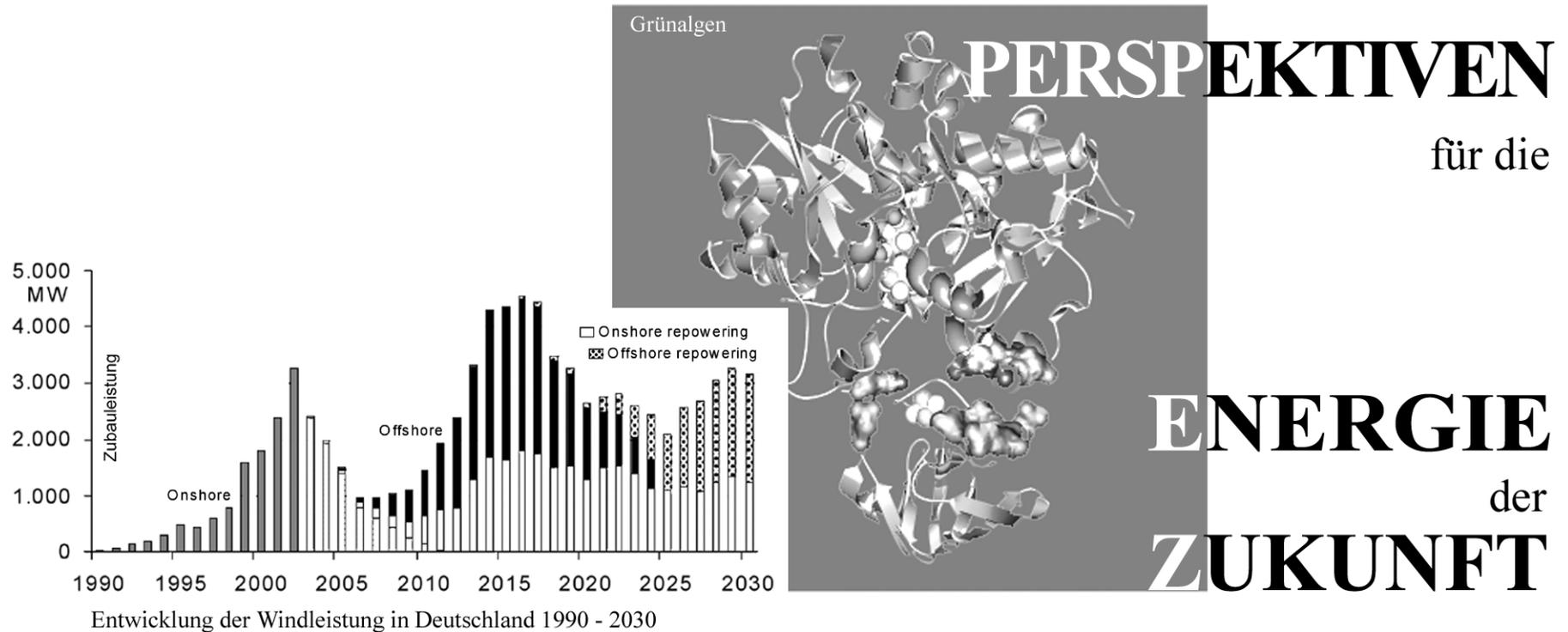


# Deutsche Physikalische Gesellschaft – Arbeitskreis Energie



13 Vorträge der Münchner Tagung (2004) Herausgeber: M. Keilhacker

Deutsche Physikalische Gesellschaft – Arbeitskreis Energie

**PERSPEKTIVEN**

für die

**ENERGIE**

der

**ZUKUNFT**

13 Vorträge der Münchner Tagung (2004)

Herausgeber: M. Keilhacker

**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	3	Helmut Alt	
Eberhard Jochem		Netzeinspeisung aus zeitlich fluktuierenden Quellen	109
Weltweite Perspektiven der Kohle – Klimabedrohung oder Entwarnung?	5	Gerhard Bohrmann und Erwin Suess	
Tore A. Torp		Gashydrate der Meeresböden: Ein dynamischer Methanspeicher im Ozean	133
CO <sub>2</sub> Capture and Storage – An Update on Ongoing European R&D	21	Thomas Happe und Katrin Müllner	
Kurt Kugeler, J. U. Knebel, R. Odoj, P. W. Phlippen, N. Pöppe		Biokraftstoffe aus Algen:	
Zukünftige Optionen für die Entsorgung von hochradioaktiven Abfällen	25	Photobiologische Wasserstoffproduktion und CO <sub>2</sub> -Fixierung	153
Ulrich Krugmann		Franz X. Söldner	
Der „European Pressurized Water Reactor“ (EPR) und sein Sicherheitskonzept	57	Alternative Treibstoffe zur Sicherung von Energieversorgung und Umwelt	169
Arthur G. Peeters		Holger Apfel, Carsten Cremers and Ulrich Stimming	
Theoretical Understanding of Transport in Fusion Plasmas	69	Fuel Cells: State of the Art and Future Developments	189
Cornelia Viertl		Stephan Richter und Thomas Hamacher	
Windenergie: Entwicklung Onshore und Offshore	85	Langfristige Auswirkungen sich verändernder Stromkosten auf eine dezentrale Energieversorgung in urbanen Energiesystemen	221
Andreas Düser		Anschriften der Vortragenden und des Herausgebers	253
Die technisch-wirtschaftliche Entwicklung der Windenergie:		Liste der Vorträge 1996 - 2003	257
Rückblick auf die letzten 10 Jahre und Ausblick auf zukünftige Entwicklungen	97		

## VORWORT

Der Arbeitskreis Energie (AKE) der Deutschen Physikalischen Gesellschaft setzt sich seit vielen Jahren mit den physikalisch-technischen, wirtschaftlichen und politischen Aspekten der Erzeugung und Nutzung von Energie auseinander. Bei den jährlichen Physikertagungen tritt er jeweils mit einem eigenen Programm in Erscheinung, dessen Beiträge anschließend in einem Sammelband veröffentlicht werden. Der vorliegende Band umfasst einen Plenar- und zwölf Hauptvorträge zu den Themen „Saubere“ Kohle, Kernenergie, Windkraft und Alternative Treibstoffe, die auf der Frühjahrstagung 2004 in München gehalten wurden.

Zum Thema „*Saubere Kohle*“ führt Eberhard Jochem, Karlsruhe und Zürich, als Mitglied des Nachhaltigkeitsrates in seinem Beitrag aus, dass der weltweite Einsatz von Kohle in den nächsten Jahrzehnten weiter ansteigen wird und deshalb zum Schutz des Klimas neben der Erhöhung der Kraftwerkseffizienz die Entwicklung von Methoden zur Abscheidung und dauerhaften Lagerung von CO<sub>2</sub> unabdingbar ist. Tore A. Torp, Trondheim/Norwegen, berichtet anschließend über erste, sehr positive Erfahrungen mit der Injektion und Einschließung (über mindestens einige 1000 Jahre) von CO<sub>2</sub> in den Aquiferen der Sleipner-Felder in der Nordsee. – Zum Thema „*Kernenergie*“ vergleicht Kurt Kugeler, Jülich und Aachen, in der Niederschrift seines Plenarvortrags sehr detailliert die beiden Optionen für die Entsorgung von hochradioaktiven Abfällen, die direkte Endlagerung abgebrannter Brennelemente und die Endlagerung entsprechend geringerer Mengen langlebiger radioaktiver Reststoffe nach Abtrennung und Transmutation. Der zweite Weg hat den Vorteil, dass die Endlagersicherheit nur für etwa 1000 Jahre gewährleistet werden muss; dem steht jedoch ein größerer technischer Aufwand mit zusätzlicher Entwicklungsarbeit gegenüber. In einem weiteren Beitrag beschreibt Ulrich Krugmann, Erlangen, den „European Pressurized Water Reactor (EPR)“ und insbesondere sein Sicherheitskonzept, das hypothetische Störfälle nicht nur extrem unwahrscheinlich macht, sondern sie auch auf die Anlage selbst begrenzt (Kernschmelzpfanne). Zum Thema Kernfusion gibt Arthur G. Peeters, Garching, einen sehr anschaulichen Überblick über das inzwischen gute theoretische Verständnis des Transports in Fusionsplasmen. – Das Thema „*Windkraft*“ wird unter drei Aspekten beleuchtet: Den energiepolitischen Vorgaben der Bundesregierung (Cornelia Viertl, BMU Berlin), den technischen Erfahrungen eines Windkraftanlagenherstellers (Andreas Düser, Ense) und der Problematik, die sich aus den zeitlichen Schwankungen der Windkraft ergibt (Helmut Alt, Düren). Das Ergebnis dieser Betrachtung ist, wie zu erwarten, sehr vielschichtig. Die Windkraft hat, besonders in Deutschland, in den letzten Jahren einen enormen Aufschwung genommen. Ihr weiterer, sehr ehrgeiziger Ausbau muss jedoch größtenteils Offshore erfolgen, was im Moment noch mit großen technischen Risiken behaftet ist. Eine Erhöhung des Windenergieanteils an der Stromerzeugung erfordert außerdem einen erheblichen Ausbau des Stromnetzes und der Regelkapazitäten. Die Kosten für Strom aus Windkraft werden deshalb noch längere Zeit wesentlich über denen aus konventionellen Kraftwerken liegen.

Zum Thema „*Alternative Kraftstoffe*“ berichtet Thomas Happe, Bochum, über die photobiologische Erzeugung des zukunftssträchtigen Energieträgers Wasserstoff durch Algen. Seine Arbeitsgruppe hat gefunden, dass man mit einem Trick (Entzug von Schwefel) einzellige Grünalgen dazu bringen kann, große Mengen Wasserstoffgas zu produzieren. Algen können außerdem auch als schnellwachsende Biomasse genutzt werden, aus der dann neuartige Kraftstoffe hergestellt werden können. Franz Söldner, EU Brüssel, diskutiert die Ergebnisse einer vergleichenden europäischen Untersuchung der Entwicklungsperspektiven von Biotreibstoff, Erdgas und Wasserstoff, die zeigt, dass alle drei wesentlich zu einer CO<sub>2</sub>-freien europäischen Eigenversorgung beitragen können, aber weitere technische Entwicklung, Markteinführungshilfen und Demonstrationsprojekte benötigen. Ulrich Stimming, München, beschreibt zunächst Prinzip und Entwicklungsstand verschiedener Brennstoffzellentypen und berichtet dann über Grundlagenforschung auf diesem Gebiet: Man versucht die Katalysatoren zu verbessern, indem man sehr kleine aktive Teilchen mit nanometrischen Dimensionen benutzt und den Zusammenhang zwischen der Struktur dieser „Nanoteilchen“ und der Reaktivität untersucht. – Zum Schluss beschreibt Stephan Richter, Augsburg, ein neues Modell, das die dezentrale Energieversorgung in urbanen Energiesystemen simuliert und erlaubt, die langfristigen Auswirkungen sich ändernder Stromkosten auf ein solches Energiesystem vorherzusagen. Erste Erfahrungen mit der Anwendung dieses Modells auf verschiedene Optionen der Energieversorgung für die Stadt Augsburg werden diskutiert.

Auch wenn die Vorträge jedes einzelnen Tagungsbandes immer nur bestimmte Aspekte des Energieproblems behandeln, so stellen die Bände in ihrer Gesamtheit doch eine vielseitige und umfassende Informationsquelle zu den Energiefragen unserer Zeit dar. Im Anhang sind deshalb alle Vorträge der Jahre 1996 – 2003 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 Bandes.

Martin Keilhacker (München)

**WELTWEITE PERSPEKTIVEN DER KOHLE –  
KLIMABEDROHUNG ODER ENTWARNUNG?**

**Eberhard Jochem**

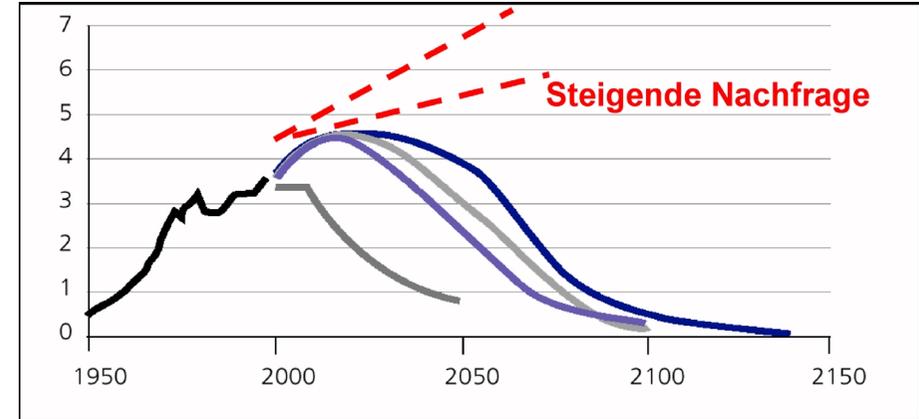
Centre for Energy Policy and Economics (CEPE), ETH Zürich

**1. Wo liegt eigentlich der Ressourcenengpass?**

Reflexhaft fragen die Medien nach den alternativen Energieträgern, wenn der Ölpreis und damit die Preise fossiler Energieträger steigen, sei es anlässlich des Irakkrieges, einer unverhofft gut ausfallenden Weltkonjunktur oder eines kalten Winters auf der Nordhalbkugel. Dann fragt man nach der Reichweite des Erdöls, die schon seit 100 Jahren bei 30 bis 40 Jahren liegt, oder derjenigen der Steinkohle, deren Reichweite schon immer auf mehrere 100 Jahre angegeben wurde. Beim Blick auf die Kernenergie wendet man sich wegen der drei Nachteile, maximal denkbarer Unfall, sehr langlebige Isotope und Proliferation, mit gewissen Zweifeln wieder ab und schaut nachsinnlich auf die erneuerbaren Energien, die wegen ihres hohen Kostenniveaus für heute und die kommenden 10 Jahre noch nicht als Alternative zu bezeichnen sind und bisher nur einen relativ geringen Marktanteil sowohl an der Stromerzeugung als auch bei den Primärenergieträgern haben.

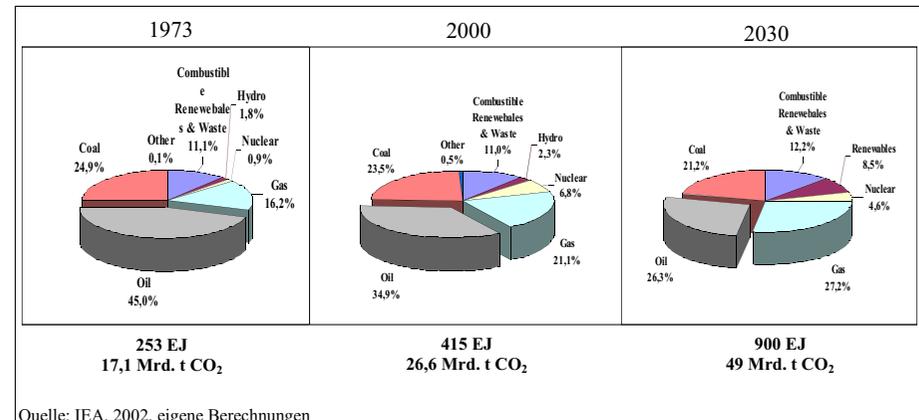
Die Medien vergessen nachzufragen, was denn der Unterschied zwischen der Reichweite der Reserven und der hypothetisch noch verbleibenden Ressourcen sei, wenn alle hypothetischen Ressourcen auch wirklich exploriert sind. Sie tragen auf diese Weise zu manchen Widersprüchlichkeiten und Missverständnissen bei. Denn die statische Reichweite, das Verhältnis von gesicherten und wirtschaftlich abbaubaren Reserven zum Jahresverbrauch, zählen aus unternehmerischen Gründen nur immer einige Dekaden, und zwar für Erdöl traditionell etwa 40 Jahre und für Erdgas 60 Jahre. Es macht wenig Sinn, für mehr als diese wenigen Jahrzehnte Kapital in die Prospektion und Exploration zu stecken. Dagegen ist die Reichweite der Ressourcen um ein vielfaches größer und erfasst die hypothetischen (noch zu findenden) sowie die technisch abbaubaren Vorräte, egal wie teuer die Förderung würde.

Für die Welt-Energiemärkte wird es nicht erst dann kritisch, wenn eine Ressource zur Neige geht, sondern viel früher, wenn das Produktionsmaximum eines Energieträgers erreicht wird, aber die Nachfrage nach diesem Primärenergieträger mit merklichen Marktanteilen in der Tendenz immer noch ansteigt. Dies dürfte nach Einschätzung der meisten Fachleute für Erdöl zwischen 2020 und 2030 der Fall sein. Denn noch heute ist Erdöl in vielen Ländern der Welt – nicht zuletzt wegen der fast 100 %igen Abhängigkeit des Strassen-, Flug- und Schiffsverkehrs von erdölbasierten Kraft- und Treibstoffen – der Hauptenergieträger. Erdöl mit einem Weltmarktanteil an den Primärenergieträgern von immer noch einem Drittel gilt als der Ressourcenengpass der fossilen Energieträger (vgl. Abb. 1), während die Steinkohle als Energieträger noch für viele hundert Jahre reichen würde (Kehrer 2000).



**Abb. 1: Mögliche Entwicklung des Produktionsmaximums der Erdölförderung und der Erdöl-nachfrage mit dem Risiko erheblicher Preissteigerungen für Erdöl zwischen 2020 und 2030**

Während in den 1970er Jahren viele davon überzeugt waren, dass der Anteil der Kohle am Weltmarkt des Primärenergieträgerbedarfs zugunsten des Erdgases und der Kernenergie weiter schnell zurückgehen und sogar ihre absolute Produktion reduziert würde, geht man heute von einer Verdopplung der Kohlenutzung bis 2030 gegenüber dem heutigen Wert von weltweit 100.000 PJ aus (vgl. Abb. 2). Der Kohleanteil am Weltenergiebedarf würde bei dieser Referenzentwicklung lediglich um zwei Prozentpunkte binnen drei Dekaden zurückgehen. Dieses Zukunftsbild widerspricht den energiewirtschaftlichen Trends der Industriestaaten der letzten vier Dekaden, nicht aber ihrer eigenen Industrialisierungsphase und der Tatsache, dass ein Drittel der Menschheit (China und Indien) über sehr große, kostengünstig abbaubare Kohlereserven verfügt und diese zur eigenen wirtschaftlichen Entwicklung auch nutzen wird.



Quelle: IEA, 2002, eigene Berechnungen

**Abb. 2: Weltenergiebedarf nach einzelnen Primärenergieträgern, 1973, 2000 und 2030**

Ohne Zweifel wäre ein derartiger weiterer Anstieg der Kohlenutzung aus klimapolitischer Sicht – aber vielleicht auch aus langfristiger Sicht vieler Mrd. Menschen zukünftiger Generationen – eine kaum akzeptable Vision, weil bereits heute die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus fossilen Brennstoffen um mehr als das zweifache zu hoch sind und in wenigen Jahrzehnten um den Faktor vier reduziert werden müssen, um die durchschnittliche bodennahe Temperatur nicht mehr als 2 °C in diesem Jahrhundert ansteigen zu lassen. Auf diese Weise eröffnet sich derzeit ein Zielkonflikt zwischen kostengünstiger Primärenergie und den Erfordernissen des Klimaschutzes und zukünftiger Generationen.

Als Zwischenfazit der Überlegungen zu den verfügbaren Ressourcen lässt sich feststellen: nicht die fossilen Energieträger sind ein global limitierender Faktor für die Entwicklung in diesem Jahrhundert, sondern die begrenzte Aufnahmekapazität der Atmosphäre für die entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen.

## 2. CO<sub>2</sub>-Imperialismus oder gleiches Emissionsrecht für alle?

Bereits heute emittieren China und Indien durch die Nutzung von Kohle zusammen 4 Mrd. Tonnen CO<sub>2</sub>, d.h. etwa 15% der weltweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Bis zum Jahre 2030 wird damit gerechnet, dass bei gleich bleibenden Trends in Nachfrage und Energiepolitik sich die Emissionen auf 7 bis 9,6 Mrd. Tonnen CO<sub>2</sub> verdoppeln werden. Aber bereits heute ist das globale Emissionsniveau von 26 Mrd. Tonnen pro Jahr nicht nachhaltig und müsste bis 2050 auf etwa 8 Mrd. Tonnen CO<sub>2</sub> weltweit vermindert werden (IPCC 2001).

Derzeit entfällt auf die Industrieländer etwa 70% der weltweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen, während sie nur 17 % der Weltbevölkerung ausmachen. Würden die Industriestaaten und die Entwicklungsländer in ihrer energiewirtschaftlichen Entwicklung so fortfahren wie sich heute die Trends von ökonomischer und politischer Entwicklung abzeichnen (Status quo oder Referenz-Entwicklung), dann würden die jährlichen Emissionen in 2030 bei etwa 40 bis 44 Mrd. Tonnen CO<sub>2</sub> liegen und auf etwa gleichem Niveau (zwischen 36 und 49 Mrd. Tonnen CO<sub>2</sub>) in 2050. Kumuliert seit 1990 wären dies Einträge in die Atmosphäre von etwa 1.300 Mrd. Tonnen bis 2030 und mehr als 2.000 Mrd. Tonnen bis 2050, eine mit den Ergebnissen der Klimafolgenforschung völlig unvereinbare Vision. Denn die Kosten zur Vermeidung der durch den Klimawandel bedingten Folgen, wie Überschwemmungsschutz, Sturmsicherung bei Dächern, Stromtransporttrassen entlang von Strassen und Bahntrassen, Muren- und Lawinenschutz, verstärkte Ausrüstung mit Ventilations- und Klimaanlageanlagen, intensivere Schädlingsbekämpfung wegen zu milder Winter u. a., sind die heute erkennbaren Adaptionsinvestitionen. Aufgegebene Bau- und Siedlungsflächen und deutlich gestiegene Versicherungspreise zur Absicherung von Schäden aus Naturkatastrophen sind bereits in den letzten Jahren vielfach beobachtet worden.

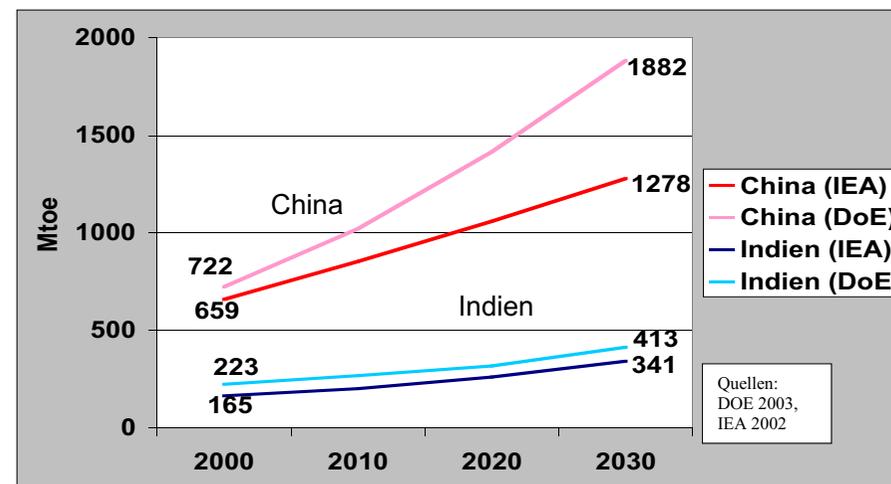


Abb. 3: Bedarfsprojektionen für Kohle in Indien und China 2000 bis 2030

Zu diesem Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2030 würde allein der zusätzliche Kohlebedarf von China und Indien knapp 3 Mrd. Tonnen pro Jahr (IEA 2002) bis 6 Mrd. Tonnen pro Jahr (DoE 2003) beitragen (vgl. Kohlebedarfsprojektionen in Abb. 3), eine Größenordnung, die heute ganz Europa emittiert. Auch mit dem Hinweis, dass diese zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Mengen für den Klimawandel absolut unverträglich sein werden, werden sich China und Indien nicht davon abbringen lassen, ihre Kohlereserven in dem Masse zu nutzen, wie sie es zu ihrer wirtschaftlichen Entwicklung benötigen. Die beiden Länder haben schon heute eine hohe Arbeitslosigkeit, und die Unterbrechung der Stromversorgung ist in vielen Gebieten ein alltägliches Ereignis, wobei manche ländliche Gebiete noch gar keine Stromversorgung haben.

Diesen Ländern eine Beschränkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen auferlegen zu wollen, werden sie mit Vehemenz unter dem Aspekt der Gleichheit eines kumulierten Pro-Kopf-Emissionsrechtes zurückweisen und darauf hinweisen, dass es zunächst einmal Aufgabe der Industriestaaten sei, ihre eigenen Pro-Kopf-CO<sub>2</sub>-Emissionen in Zukunft erheblich zu senken: Denn heute sei der Unterschied ein Faktor fünf und mehr und man werde die Fortsetzung eines Kolonialismus auf der klimapolitischen Seite nicht akzeptieren.

## 3. Die Kohle – Klimakiller oder klimaverträglich?

Die Kohle kann in einer nachhaltigen Energiewirtschaft vor dem Hintergrund der mittel- und langfristigen Erfordernisse des Klimaschutzes nur dann eine wichtige Rolle spielen, wenn das CO<sub>2</sub>, das bei ihrer Nutzung entsteht, minimiert wird bzw. gar nicht in die Atmosphäre gelangt. Diese Möglichkeit bietet einerseits eine Kraftwerkstechnik mit verbesserten Wirkungsgraden,

andererseits, als längerfristige Option, grundsätzlich die CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -speicherung. Der Wirkungsgrad von Kohlekraftwerken liegt im Weltdurchschnitt bei knapp 30%, vor allem in Entwicklungsländern und in Nachfolgestaaten der Sowjetunion aber deutlich darunter. In diesen Ländern dürften die vorhandenen Kohlevorkommen wegen des großen Bedarfs an wirtschaftlicher Entwicklung auch weiterhin genutzt – ja vielfach sogar verstärkt ausgebeutet werden. Deswegen muss besonders hier das Niveau des Kraftwerksparkes an den Stand der Technik angepasst werden.

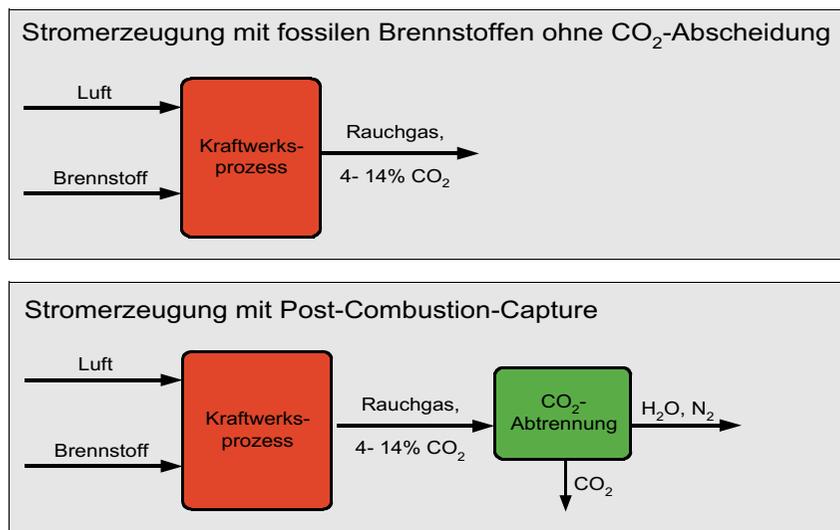


Abb. 4: Kohlekraftwerke ohne und mit nachgeschalteter CO<sub>2</sub>-Rückhaltung

Zugleich ist es nötig, dass Kohle- bzw. Erdgaskraftwerke mit Wirkungsgraden um 50% bzw. 60% zum Standard werden. Die Erhöhung von Wirkungsgraden reicht jedoch nicht aus, um aus der Kohle (aber auch dem Erdgas bei halb so großer Emissionsintensität) langfristig einen nachhaltigen Energieträger zu machen und die notwendige Klimaentlastung herbeizuführen. Effizienzgewinne bei den Kraftwerken werden weltweit von wachsendem Einsatz der Kohle wieder schnell kompensiert. Daher ist das fossil befeuerte Kraftwerk mit „Null“-Emissionen der notwendige Entwicklungsschritt. Die Nullemissionen lassen sich technisch über mehrere Varianten realisieren, einmal teuer und technisch einfach als Rauchgasreinigung heutiger Kraftwerkstypen (vgl. Abb. 4), oder bei Kraftwerksneubauten entweder durch eine Verbrennung des fossilen Energieträgers mit reinem Sauerstoff, um dann möglichst nur Wasserdampf und CO<sub>2</sub> im Rauchgas zu erhalten, oder durch Synthesegasherstellung (vgl. Abb. 5; Göttlicher 1999 und 2004; Radgen 1999).

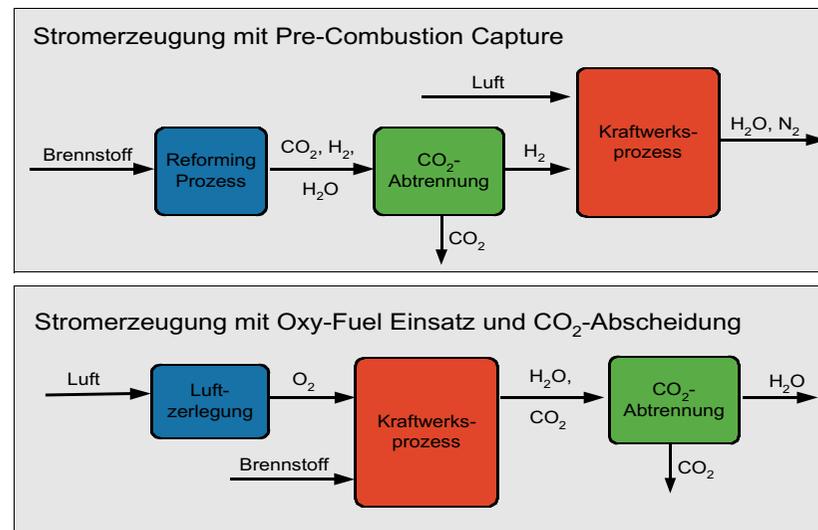


Abb. 5: Kohlekraftwerk mit zwei Optionen der CO<sub>2</sub>-Abtrennung: Verbrennung mit reinem Sauerstoff und nachgeschalteter Rauchgasreinigung – Synthesegasherstellung mit Wasserstoff-/CO-Trennung

In allen drei Fällen wird man das abgetrennte CO<sub>2</sub> in unterirdischen Speichern getrennt von der Atmosphäre auf viele Jahrhunderte speichern müssen. Hierzu bieten sich ausgebeutete Erdgas- und Erdöllagerstätten, vielleicht auch Kohlelagerstätten, sowie Aquifere an. Die Möglichkeit, CO<sub>2</sub> auch in tiefen Meeresbereichen einzuleiten, wird von der Mehrheit der Fachleute wegen wesentlich zu hoher Risiken und ökologischer Folgeschäden abgelehnt und auch nicht weiter verfolgt (Tzima 2003; Mazzotti u.a. 2004).

Vor allem in den USA wird intensiv an der Möglichkeit der CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Lagerung geforscht (Programme „Futurgen“ und „Vision 21“) und dies staatlicherseits erheblich unterstützt. Dort sollen noch in den nächsten 10 Jahren Demonstrationsanlagen in Betrieb gehen. Deutsche Unternehmen sind teilweise an Forschungsk Kooperationen in den USA beteiligt. In Deutschland selbst findet gegenwärtig relativ wenig Forschung zu den Möglichkeiten dieser Technologie statt. Daher ist es zu begrüßen, dass im soeben veröffentlichten COORETEC-Forschungsprogramm der Bundesregierung, das die Realisierung emissionsarmer Kraftwerke mit höchsten Wirkungsgraden auf Basis fossiler Energieträger vorantreiben soll, explizit auch die Entwicklung CO<sub>2</sub>-emissionsfreier Kraftwerke eingeschlossen wird.

Die Kosten für die CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -speicherung werden heute noch mit 20 bis über 60 € pro Tonne CO<sub>2</sub>, d. h. weit jenseits der Preise für Effizienzmaßnahmen, Zertifikatspreise und erneuerbare Energien, eingeschätzt. Zugleich bietet aber die Abtrennung und Speicherung zum mutmaßlichen Zeitpunkt ihrer großtechnischen Anwendbarkeit, etwa ab Mitte der 20er

Jahre, die Möglichkeit, global große Mengen von CO<sub>2</sub> aus zentralen Energiewandler-Anlagen wie Kraftwerke, Raffinerien oder Hochöfen zurück zu halten.

Bei weiteren Restriktionen durch Klimavereinbarungen (in der Nachfolge des Kyoto-Prozesses) dürften zum Zeitpunkt der Verfügbarkeit von CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Speicherungstechniken die kostengünstigen Effizienzpotenziale zur CO<sub>2</sub>-Minderung weitgehend ausgeschöpft sein und sich ein deutlich höherer Zertifikatspreis pro Tonne CO<sub>2</sub> einstellen. Daher besteht die Option, zu diesem Zeitpunkt mit der Abscheidung und Lagerung von CO<sub>2</sub> wirtschaftlich zu arbeiten und auf diese Weise auch diejenigen Länder zu Klimaschutzmaßnahmen zu bewegen, die ohne diese Option möglicherweise nicht dazu bereit wären.

Wahrscheinlich werden die erneuerbaren Energien bis Mitte der 20er Jahre noch nicht im benötigten Umfang Energiedienstleistungen liefern, so dass die CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Lagerung eine wichtige Brücke für die Nutzung fossiler Energieträger ins Zeitalter der regenerativen Energien bauen könnte. Diese Technologie ist daher auch aus industriepolitischer Sicht in Deutschland zu erforschen und erprobungsweise in Demonstrationsprojekten innerhalb der nächsten Dekade anzuwenden. Denn hier liegt erhebliches Potenzial, große Mengen CO<sub>2</sub> nicht in die Atmosphäre gelangen zu lassen. Diese Option darf gleichwohl nicht dazu führen, Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen allein auf diese end-of-pipe-Technologie zu fokussieren und etwa die Anstrengungen bei den Effizienztechnologien und regenerativen Energien zu reduzieren. Aber aus der Entwicklung der Diffusionsprozesse der bisherigen Primärenergieträger weiß man, dass es mehr als fünf Jahrzehnte braucht, bevor ein neuer Energieträger eine große Rolle in der Energieversorgung spielt. Wenn aber bis Mitte dieses Jahrhunderts viele Mrd. Menschen so leben wollen wie heute die Menschen in den Industrienationen, dann werden Energieeffizienz und erneuerbare Energien nicht alleine das Ziel erfüllen können, die CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht nur nicht ansteigen zu lassen, sondern zu senken.

Bis zu einer großtechnischen Anwendung sind jedoch eine Reihe von Problemen zu klären, deren Lösung heute noch nicht abgeschätzt werden kann. Sicherzustellen wäre bei einer umfangreichen CO<sub>2</sub>-Speicherung insbesondere:

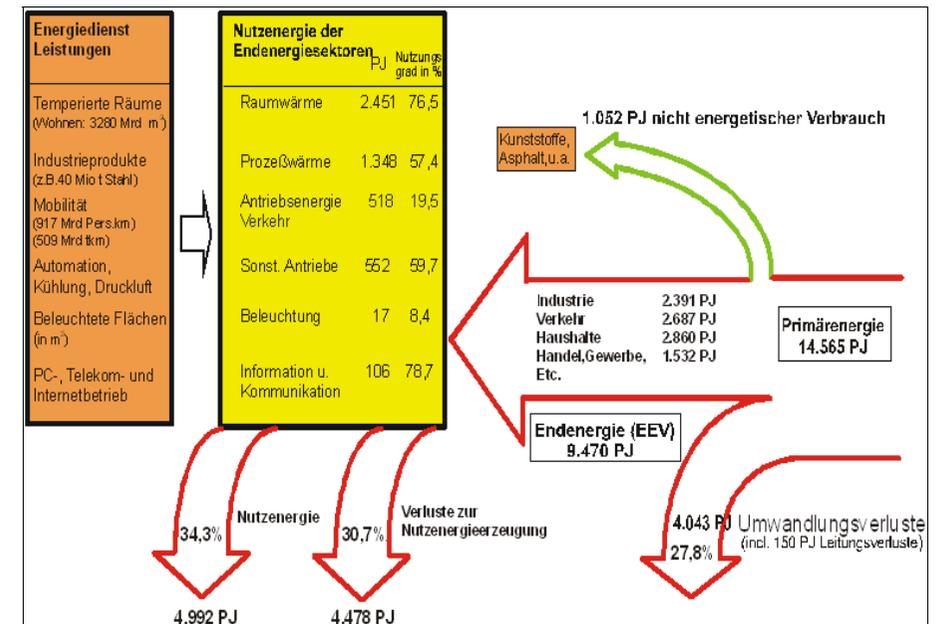
- Hohe Speichersicherheit über mehrere zehntausend Jahre und Vermeidung von Leckagen,
- Vermeidung kontraproduktiver Auswirkungen auf Ökosysteme und Grundwasser,
- Vermeidung von Sicherheitsrisiken, wie schlagartige Freisetzung großer CO<sub>2</sub>-Mengen,
- Vermeidung von Nutzungskonflikten (Deponieräume, weitere Ausbeutung von Lagerstätten).

Der Nachhaltigkeitsrat empfiehlt darüber hinaus zu prüfen, wie in neuen Kraftwerken und anderen zentralen Energiewandlern mit fossilen Energieträgern die Option einer späteren CO<sub>2</sub>-Abscheidung – etwa durch Anwendung von Kohlevergasung, IGCC, Schwerölgasung in Raffinerien oder Gaswäsche bei Hochöfen – berücksichtigt und entsprechende Techniken in den jeweiligen Prozessen eingesetzt werden kann.

Der Anfang ist im norwegischen Off-shore Bereich durch die Rückspeicherung von aus produziertem Erdgas abgetrenntem CO<sub>2</sub> in unterirdische Aquifere seit etwa fünf Jahren bereits gemacht, und weitere Projekte der CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -speicherung im Bereich der Erdöl- und Erdgasförderung folgen in diesem Jahr (z.B. durch ein BP-Projekt in Tunesien).

#### 4. Fehlfokussierung auf das Energieangebot ,for ever'?

Energetisch betrachtet weist der heutige Energieverbrauch der Industriestaaten in noch ganz erheblichem Umfang Energieverluste bei den verschiedenen Umwandlungsstufen und beim Nutzenergiebedarf aus: Sie belaufen sich auf etwa 25 bis 30 % im Umwandlungssektor (alle Wandlungsprozesse von der Primär- zur Endenergie) mit sehr hohen Verlusten selbst bei neuen thermischen Kraftwerken (Jahresnutzungsgrade zwischen 41 und 60 %), auf etwa ein Drittel bei der Wandlung von Endenergie zu Nutzenergie mit extrem hohen Verlusten bei den Antriebssystemen von Strassenfahrzeugen (rund 80 %) und auf der Nutzenergie-Ebene selbst mit 30 bis 35 % und sehr hohen Verlusten bei Gebäuden und Hochtemperatur-Industrieprozessen (vgl. Abb. 6). Exergetisch betrachtet sind die Verluste in den beiden Wandlungsstufen noch höher (durchschnittlich insgesamt ca. 85 bis 90 % für ein Industrieland in der OECD; UNDP/WEC/UNDESA, 2000).



Quellen: ISI, eigene Berechnungen; Geige/Witteke, 2002

Abb. 6: Energieverluste in der Bundesrepublik Deutschland 2001

*Theoretische Arbeiten* Mitte der 80er bis Anfang der 90er Jahre (z.B. Enquete-Kommission 1991; Jochem 1991) haben erstmals gezeigt, dass *der Energiebedarf je Energiedienstleistung um durchschnittlich mehr als 80 bis 85 % des heutigen Energiebedarfs reduziert* werden könnte. Dieses Potential wurde in der Schweiz vom ETH-Rat im Jahre 1998 (ETH-Rat 1998) im Rahmen der Überlegungen zur nachhaltigen Entwicklung (Sustainable Development) als eine technologische Vision der 2000 Watt-Gesellschaft formuliert, die bis etwa Mitte dieses Jahrhunderts erreichbar sein könnte. Bereits Mitte der 1990er Jahre versuchten auch Technologieproduzenten gemeinsam mit der angewandten Forschung nicht nur die technische Machbarkeit, sondern auch die wirtschaftliche Machbarkeit und soziale Akzeptanz derartiger Visionen zu überprüfen (vgl. Luiten 2001).

Die genannten Zielsetzungen und Überlegungen werden in der derzeitigen wissenschaftlichen Diskussion technologisch wie folgt differenziert:

- Erheblich *verbesserte Wirkungsgrade bei den beiden Umwandlungsstufen* Primärenergie/Endenergie und Endenergie/Nutzenergie, häufig mit neuen Technologien, z.B. Kombi-Anlagen zur Stromerzeugung, Brennstoffzellentechnik, Substitution von Brennern durch Gasturbinen oder Wärmepumpen (einschliesslich Wärmetransformatoren), ORC-Anlagen, Sterlingmotoren etc.
- Erheblich *verminderter Nutzenergiebedarf pro Energiedienstleistung*, z.B. Passivsolar- oder Niedrigenergie-Gebäude, auch beim Wärmeschutz bestehender Gebäude (Jakob u.a. 2002), Substitution thermischer Produktionsprozesse durch physikalisch-chemische oder biotechnologisch basierte Prozesse, leichtere Bauweisen bewegter Teile und Fahrzeuge, Rückspeisung bzw. Speicherung von Bewegungsenergie (IPCC 2001).
- *Verstärktes Recycling und Re-use von energieintensiven Werkstoffen* sowie erhöhte Materialeffizienz durch verbesserte Konstruktionen oder Werkstoffeigenschaften mit der Wirkung deutlich verminderter Primärmaterialnachfrage je Werkstoffdienstleistung.
- *Nutzungsintensivierung von langlebigen Investitions- und Gebrauchsgütern* durch Maschinen- und Geräte-Leasing, Car-Sharing und andere produktbegleitende Dienstleistungen (Stahel 1997).
- *Die räumliche Figuration von neuen Industrie- und anderen Siedlungsgebieten nach Energiegesichtspunkten* sowie eine bessere Durchmischung von Siedlungsfunktionen zur Vermeidung von motorisierter Mobilität.

Neben diesen technischen Gesichtspunkten der *Energie- und Materialeffizienz* sowie der *Kreislaufwirtschaft* stellt sich auch die Frage, welche Faktoren die Nachfrage nach Energie- und Materialdienstleistungen beeinflussen. Denn ein zunehmendes Einkommen, eine höhere Ressourceneffizienz und neue Technologien wie die Informatisierung der Gesellschaft eröffnen eine weitere Nachfrage nach Energie- und Materialdienstleistungen.

Trotz dieser energiebedarfssteigernden Faktoren ergab eine jüngste Untersuchung, dass eine 2000 Watt-Industrie-Gesellschaft, d.h. eine Reduktion des Pro-Kopf-Energiebedarfs um zwei

Drittel in Industriestaaten bei einem Wachstum von etwa weiteren 70% bis Mitte dieses Jahrhunderts technologisch durchaus zu erreichen wäre (Jochem u.a. 2002 und 2004). Mit der ganz langfristigen Vision einer (fast) vollständigen (materiellen) Kreislaufwirtschaft, die sich ausschliesslich der erneuerbaren Energien für verbleibende Energieverluste bedient, wäre auch das Problem des Klimawandels gelöst.

Als Zwischenfazit lässt sich festhalten, dass die derzeitige Energiepolitik sowie die Aufmerksamkeit der Technologieproduzenten und der Bevölkerung sehr einseitig auf die Möglichkeiten der alternativen Energieträger ausgerichtet sind und viel zu wenig auf die Möglichkeiten, Energie und Werkstoffe rationeller und intelligenter zu nutzen. Gewiss gibt es auch hier Marktdefizite und Hemmnisse, menschliche Präferenzen und Eitelkeiten (DeCanio 1993 und 1998; de Groot u.a. 2001; Frahm u.a. 1997; Jochem u.a. 2000; Kaufmann-Hayoz u.a. 2001; Sorrel u.a. 2000), aber häufig sind die Energieeffizienzpotentiale rentabel (Romm 1999, Ostertag 2002) und tragen zur Verminderung der externen Kosten der Energienutzung bei, in Zukunft insbesondere zur Verminderung der Adaptionkosten zum Klimawandel und zur Begrenzung des Klimawandels mit seinen netto erheblichen Kosten.

## 5. Forderungen des Nachhaltigkeitsrates

Der Rat für Nachhaltige Entwicklung (2003) der Deutschen Bundesregierung empfiehlt in seiner Erklärung zur Kohlenutzung vor diesem Hintergrund die Umsetzung folgender acht Punkte, die vielem des oben Gesagten eine angemessene Form notwendiger Maßnahmen zu sein scheint:

1. *Energiepolitisches Programm – einheitliche Strategie erforderlich*  
Der Nachhaltigkeitsrat fordert die Bundesregierung auf, ein energiepolitisches Gesamtprogramm zu erstellen, das der abschbaren Energielücke, der wachsenden Importabhängigkeit, dem anstehenden Investitionsbedarf der Wirtschaft sowie dem Klimaschutz Rechnung trägt und die Energiepolitik auf eine gemeinsame Strategie ausrichtet. Der Nachhaltigkeitsrat plädiert für eine innovationsorientierte Energiepolitik, die widerstrebende Sichtweisen, die entweder einseitig auf erneuerbare Energieträger oder nur auf Energieeinsparung oder auf eine kaum veränderte Fortschreibung heutiger Strukturen setzen, überwindet und in einem Gesamtkonzept zusammenführt.
2. *Innovationsdynamik – Energiepolitik ist Innovationspolitik*  
Für eine Industrienation wie Deutschland ist eine hervorragende Stellung bei Energieeffizienz- und -umwandlungstechniken unabdingbar und auch vor dem Hintergrund der Klimaschutzanforderungen dringend auszubauen. Es sind Anreize zu schaffen, die Innovationen in der Energiebereitstellung und -verwendung und im Materialeinsatz auslösen. Dadurch werden im Resultat auch zusätzliche Arbeitsplätze geschaffen.

3. *Effizienz bei der Energienutzung – lange vernachlässigt*  
Ein großer Teil der benötigten Energiedienstleistungen müssen und können zukünftig ressourcensparender und kostengünstiger durch Effizienz auf der Nachfrageseite bereitgestellt werden. Dies bedeutet den verstärkten Einsatz von Effizienztechnologien, die auch eine Veränderung von Verhaltensweisen fördern. Dies ist bislang vernachlässigt worden; Effizienz wird letztlich auch zu volkswirtschaftlichen Vorteilen führen.
4. *Energieforschung – wieder verstärken*  
Der derzeitige Trend bei den Aufwendungen der öffentlichen Hand und der Energiewirtschaft für die Energieforschung ist umzukehren und die Mittel sind wieder zu erhöhen. Der Nachhaltigkeitsrat empfiehlt folgende Schwerpunkte bei den Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten:
  - rationelle Energienutzung,
  - CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Lagerung,
  - neue Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen,
  - sowie Materialeffizienz.
 Hierbei sollen auch Aspekte der Technikfolgenabschätzung berücksichtigt werden.
5. *CO<sub>2</sub>-armes und „-freies“ Kraftwerk – Chance für die Kohle*  
Der Nachhaltigkeitsrat befürwortet die Kohlenutzung in Deutschland, weil sie inländische Kraftwerkstechnologie fördert, die möglichst weltweit einzusetzen ist, und weil wegen der globalen Verteilung der Kohlereserven die Versorgungssicherheit gestärkt wird – allerdings nicht um den Preis der Festlegung einer Versorgungsstruktur mit der die Klimaanforderungen bis zur Mitte des Jahrhunderts nicht mehr erfüllt werden könnten. Der Bau von Kohlekraftwerken mit dem technisch höchsten derzeit realisierbaren Wirkungsgrad von bis zu 50% als Referenzkraftwerke reicht daher nicht aus, um die Elektrizitätsversorgungsstruktur nachhaltig zu entwickeln – nötig ist es zugleich, die Option einer Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub> zu integrieren. Nur dann haben fossile Energieträger langfristig die Chance, einen Beitrag zu einer nachhaltigen Energieversorgung zu leisten.
6. *Rolle der deutschen Steinkohle und Braunkohle – differenzierte Bewertung*  
Die Braunkohle ist neben der Wasserkraft die einzige wirtschaftliche und heimische Energiequelle von Bedeutung. Sie hat schwerwiegende Nachteile wie Naturzerstörung, Grundwasserbeeinflussung oder teilweise Umsiedlungsmaßnahmen. Bei ihrer Gewinnung müssen dauerhafte Hypotheken für Umwelt und Mensch vermieden werden. Dazu ist für alle Abbaugelände die Erstellung von Nachhaltigkeitsbilanzen nötig. Die Subventionierung deutscher Steinkohle soll sich weiter degressiv gestalten. Der Rat hat sich bereits 2001 für eine sozialverträglich gestaltete Abschaffung der Subventionen bis zum Jahre 2010 ausgesprochen. Hierzu gibt es eine abweichende Auffassung eines Ratsmitglieds.

7. Deutschland muss im internationalen Umfeld weiter auf eine gemeinsame Umsetzung von Klimaschutzziele hinwirken. Die Instrumente CDM und JI sind dabei zu nutzen, können aber nationale Anstrengungen nicht ersetzen. Im Rahmen der Entwicklungszusammenarbeit ist der Aufbau eines nachhaltigen Energiesystems in Entwicklungsländern zu einem Schwerpunkt zu machen. Auch die Außenwirtschaftspolitik muss sich der Energiefrage verstärkt annehmen.
8. *Energiepolitischer Rahmen – Gleichbehandlung unter Nachhaltigkeitskriterien*  
Der Rat für Nachhaltige Entwicklung empfiehlt der Bundesregierung eine energiepolitische Gesamtstrategie, die darauf ausgerichtet ist, in den nächsten zehn Jahren sukzessive bei den ökonomischen Rahmenbedingungen eine Gleichbehandlung der Energieträger unter Nachhaltigkeitsgesichtspunkten zu erreichen.

Insgesamt weist der Rat für Nachhaltige Entwicklung der Kohle ihren begrenzten und doch notwendigen Platz für die kommenden Jahrzehnte innerhalb eines Gesamtkonzeptes zu. Dieser Platz ist nicht von vornherein vergeben, sondern bedarf noch harter Analysen und großer Offenheit für andere Optionen, sollten sich einige der Risiken der Speicherung als zu hoch erweisen.

## 6. Schlussfolgerungen für Besorgte – eigentlich auch für eine verantwortungsvolle Politik

So sehr man den Empfehlungen des Rates für Nachhaltige Entwicklung in seinen Punkten folgen kann, so sehr beschleicht den Beobachter doch die Ahnung, dass auch dem wohl durchdachten Konzept der integralen Anstrengungen von Energie- und Materialeffizienz, von beschleunigter Diffusion der erneuerbaren Energien und der CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Speicherung die Verantwortlichen in Regierungen und Wirtschaft in erster Linie die Kohle-Option herausgegriffen wird und nach wie vor insbesondere die Energie- und Materialeffizienz vernachlässigt werden.

Zu groß könnte die Versuchung in einer Fun- und Eventgesellschaft sein, die erst nach Jahrzehnten oder Jahrhunderten (Meeresspiegel) auftretenden Folgeerscheinungen zu verdrängen. Wenn etwa die Hälfte der gebärfähigen Frauen der Mittelschicht in Deutschland, die Trendsetzende Schicht, derzeit keine Kinder haben und auch nicht haben wollen, dann erhält auch zunehmend die Verantwortung gegenüber den Enkeln und zukünftiger Generationen in dieser Gesellschaft ein geringeres Gewicht, dann gerät auch zunehmend Solidarität mit jenen in Vergessenheit, die sich noch als Teil einer langen Generationenkette verstehen.

Zusammenfassend sei festgehalten:

- Die Klimabedrohung kommt nicht allein durch die Kohle, selbst die Öl- und Erdgasres-

sources sind zu groß und können aus klimapolitischen Gründen nicht nach Bedarf verbrannt werden;

- ein westlicher Lebensstandard in Entwicklungsländern mit fossilen Energieträgern ist nicht nachhaltig, er ist es nicht einmal heute in den Industrieländern;
- es gibt wesentlich zu viel preiswerte Kohle auf der Welt; die CO<sub>2</sub>-Rückhaltung und -Speicherung ist eine der technologischen Antworten;
- das Aschenputtel Energie- und Materialeffizienz hat zwar derzeit die größten Lösungspotentiale, wird aber politisch und medienseitig völlig vernachlässigt; die Energie- und Materialeffizienz braucht eine starke Lobby aus Technologieproduzenten, Dienstleistern, NGOs und solchen Gruppierungen, die der Zukunft eine Chance geben wollen;
- Deutschland, Europa, OECD, die Industrieländer brauchen eine konsistente Energie-/Effizienz- und Klimapolitik als Teil einer Innovations- und Industriepolitik.

Langfristig – vielleicht gegen Ende dieses Jahrhunderts – löst sich der Zielkonflikt zwischen wirtschaftlicher Entwicklung, fossilen Energieträgern und Klimawandel durch die erneuerbaren Energien, aber in diesem Jahrhundert ist jeder Beitrag von Technologien und unternehmerischen Innovationen gefragt – die Adaptionkosten zum Klimawandel sind bereits schon heute hoch.

## Literatur

**DeCanio S. J.** 1993: Barriers within Firms to Energy-Efficient Investments. *Energy Policy* 21, 9, S. 906 ff.

**DeCanio, S. J.** 1998: The efficiency products: bureaucratic and organisational barriers to profitable energy saving investments, *Energy Policy* 26, S. 441 ff.

**DeGroot, H. L. F. et al.** 2001: Energy savings by firms: decision-making, barriers and policies, *Energy Economics* 23, S. 717 ff.

**DoE (Department of Energy; Energy Information Administration)** 2003: *International Energy Outlook*. Washington

**Enquête Commission, E.** 1991: *Protecting the earth – a status report with recommendations for a new energy policy*, Bonn University Press, Bonn

**ETH-Rat** 1998: *Die 2000 Watt pro Kopf-Gesellschaft – Modell Schweiz – Nachhaltigkeitsstrategie im ETH-Bereich*. Wirtschaftsplattform. ETH Zürich 1998

**Frahm, T. et al.** 1997: *Verhaltens- und Hemmnisforschung im Bereich Energie – Stand und Perspektiven*. Experten-Seminar des BMBF. Karlsruhe/Bonn; Fraunhofer ISI

**Göttlicher, G.** 1999: *Energietechnik der Kohlendioxidrückhaltung in Kraftwerken*. VDI Fortschritt-Berichte, Reihe 6, Nr. 421, VDI Verlag Düsseldorf

**Göttlicher, G.** 2004: *The energetics of carbon dioxide capture in power plants*. US Department of Energy. Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory

**IEA (International Energy Agency)** 2002: *World Energy Outlook*. OECD Paris

**IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change)** 2001: *Climate Change 2001 – Mitigation*. Contribution of Working Group III. Cambridge University Press. Cambridge

**Jakob, M, Jochem, E., Christen, C.** 2002: *Grenzkosten bei forcierten Energieeffizienzmaßnahmen in Wohngebäuden*. BFE Report, Bern

**Jochem, E.** 1991: Long-term potentials of rational energy use – the unknown possibilities of reducing greenhouse gas emissions. *Energy & Environment* 2, p.31-44

**Jochem, E., Sathaye, J., Bouille, D.** 2000: Society, behaviour, and climate change mitigation. *Advances in Global Change Research*, Vol. 8. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht/London

**Jochem, E.** 2003: Energie rationeller nutzen – Zwischen Wissen und Handeln. *GAIA* 11 4, S.9-14

**Jochem, E., Favrat, D., Hungerbühler, K., Rudolph v. Rohr, Ph., Spreng, D., Wokaun, A., Zimmermann, M.** 2002: Steps Towards a 2000 Watt Society. Developing a White Paper on Research and Development of Energy-Efficient Technologies. CEPE, ETH Zurich

**Jochem, E., Anderson, G., Favrat, D., Gutscher, H., Hungerbühler, K, Rudolf von Rohr, Ph., Spreng, D., Wokaun, A., Zimmermann, M.** 2004: Steps towards a sustainable development - A White Book for R&D of Energy-Efficient Technologies. CEPE/ETH and novatlantis Zurich, Switzerland

**Kaufmann-Hayoz, R., Bättig, C., S., B., Defila, R., Di Giulio, A., Flury-Kleubler, P., Friederich, U., Garbely, M., Gutscher, H., Jäggi, C., Jegen, M., Mosler, H.-J., Müller, A., North, N., Ulli-Beer, S. & Wichterlmann, J.** 2001: A Typology of Tools for Building Sustainability Strategies. In Kaufmann, R. & Gutscher, H. (Eds.): *Changing Things – Moving People: Strategies for Promoting Sustainable Development at the Local Level*. Birkhäuser, Basel, p. 33-107

**Kehrer, P.** 2000: Das Erdöl im 21. Jahrhundert – Mangel oder Überfluss? Vortrag im Erdölmuseum Wietze, 10. März 2000. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover

**Luiten, E.** 2002: Beyond Energy Efficiency – Actors, networks, and government intervention in developing industrial process technologies. University of Utrecht

**Mazzotti, M., Storti, G., Cremer, C.** 2004: Das Abscheiden von CO<sub>2</sub> aus Punktquellen oder Luft. CO<sub>2</sub>-Emissionen vermeiden. In: *Bulletin. Magazin der Eidgenössischen Technischen Hochschule Zürich*. Nummer 293, Mai 2004, S. 44-47

**Ostertag, K.** 2002: No-Regret Potentials in Energy Conservation: An Analysis of their Relevance, Size and Determinants. Heidelberg: Physica

**Radgen, P.** 1999: Abscheidung, Nutzung und Entsorgung von CO<sub>2</sub> aus energie- und stoffumwandelnden Prozessen. VDI Bericht Nr. 1457, "Fortschrittliche Energieumwandlung und -anwendung", VDI-Verlag, Düsseldorf, S. 423-435

**Rat für Nachhaltige Entwicklung** 2003: Perspektiven der Kohle in einer nachhaltigen Energiewirtschaft – Leitlinien einer modernen Kohlepolitik und Innovation. Berlin 30. Sept. 2003

**Romm, J.** 1999. *Cool Companies*. Earthscan, London

**Sorrell, S. et al.** 2000: Reducing Barriers to Energy Efficiency in Private and Public Organisations. Final Report. Brighton: University of Sussex

**Stahel, W. R.** 1997: The service economy: Wealth without resource consumption?, *Philos T Roy Soc A* 355, 1386-1388

**Tzima, E., Peteves, S.** 2003: Controlling carbon emissions: The option of carbon sequestration. European Commission, Joint Research Centre, Institute for Energy, Petten, Netherlands

**UNDP/WEC/UNDESA** 2000: World Energy Assessment. UNDP, New York

## CO<sub>2</sub> CAPTURE AND STORAGE – AN UPDATE ON ONGOING EUROPEAN R&D

**Tore A. Torp**

Statoil, Research Centre, Trondheim, Norway

### 1. Introduction

Capture and storage of CO<sub>2</sub> can, in the short to medium term, play a part in capturing already concentrated CO<sub>2</sub>-streams, such as from natural gas treatment or from ammonia and hydrogen plants. An early option is to use this CO<sub>2</sub> to enhance oil recovery from fields approaching the end of production, thereby storing the CO<sub>2</sub> away from the atmosphere. In the longer term, underground CO<sub>2</sub>-storage may provide an important route to achieve the reductions in greenhouse gases required to limit anthropogenic climate changes.

The first decision to apply underground storage of CO<sub>2</sub> captured from natural gas was taken by Statoil (operator) and partners in the Sleipner North Sea licence in 1993. The second such decision was taken by Statoil (operator) and partners in the Snohvit licence in the Barents Sea in the autumn of 2001.

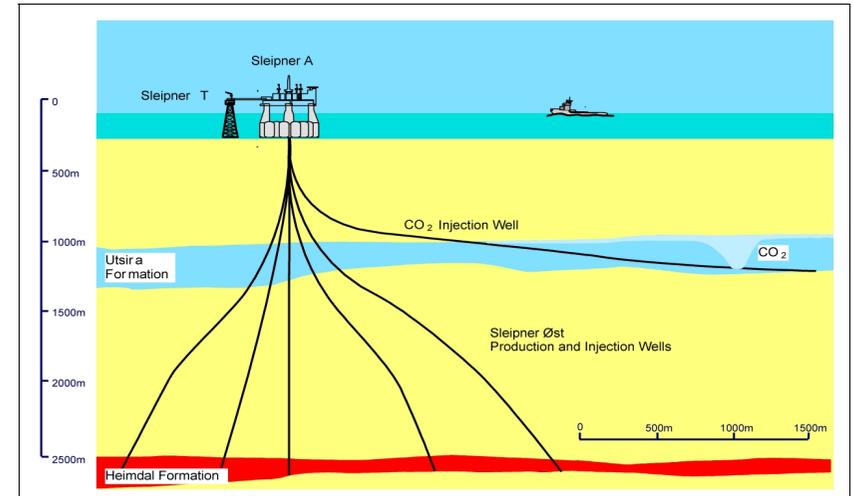
Based on ten years of studies, laboratory research and pilot plant tests, Statoil in co-operation with the Norwegian government is now discussing the more difficult task of CO<sub>2</sub>-capture in connection with power generation. The construction of an industrial scale CO<sub>2</sub>-capture demonstration plant at one of Statoil's gas terminals or refineries is being planned.

### 2. The Sleipner and Snohvit CO<sub>2</sub> injections

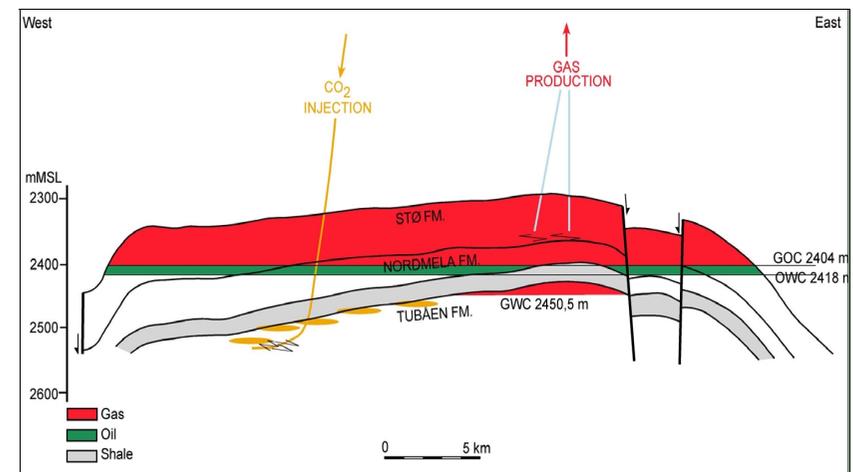
At the **Sleipner** gas field in the North Sea (Fig. 1), CO<sub>2</sub> has been stripped from the produced natural gas (containing about 9% CO<sub>2</sub> – too much to be sold without treatment) and injected into an overlying aquifer (the 'Utsira' formation) since 1996. The CO<sub>2</sub> is injected into a large high permeability sand body (between 850 and 1050m deep, occupying 2.5 x 10<sup>4</sup> km<sup>2</sup>) which is overlaid by a thick shale succession. Shales have very low permeability and are expected to provide an effective seal to the injected CO<sub>2</sub> for at least a few thousand years (see next chapter).

The Sleipner project is the first commercial application of CO<sub>2</sub> storage in deep saline aquifers in the world. Since 1996 nearly 7 million tonnes of CO<sub>2</sub> have been injected without any significant operational problems. To monitor the injected CO<sub>2</sub>, a separate EU supported project (Saline Aquifer CO<sub>2</sub> Storage, SACS, see next chapter) was established in 1998. Since 2003

the third phase, studying the long term behaviour of CO<sub>2</sub> at Sleipner and making a feasibility study of four other possible European storage sites (Kalundborg, Denmark; Valleys, South Wales, UK; Mid-Norway, Norway and Schwarze Pumpe, Germany), is ongoing.



**Fig. 1: The Sleipner CO<sub>2</sub> injection scheme**



**Fig. 2: The Snohvit CO<sub>2</sub> injection scheme**

The **Snohvit** natural gas field (Fig. 2) in the Barents Sea off North Cape in Northern Norway, which will come on stream in 2006, consists of a fully sub-sea offshore development, a 160-kilometer multiphase pipeline to shore, a gas liquification plant to produce LNG for shipment

to the USA and Continental Europe and – last but not least – a 160-kilometer CO<sub>2</sub> pipeline back to the gas field to store 0.7 million tonnes per year of CO<sub>2</sub> captured from the natural gas during the processing to LNG.

### 3. The Saline Aquifer CO<sub>2</sub> Storage programme

In order to learn as much as possible from the injection and, at the same time, involve a wider group of expertise from many countries, Statoil took the initiative to start the Saline Aquifer CO<sub>2</sub> Storage programme (SACS) for monitoring the Sleipner injection. This R&D programme, run under the European Union R&D Framework programme, involves a large number of European geological survey institutions and energy companies. The goals of this programme are to

- verify under what circumstances CO<sub>2</sub>-storage in an aquifer is safe and reliable,
- validate models for geology, geochemistry, geophysics and reservoir tools,
- initiate new R&D related to the above topics, and
- start development of a 'Manual of Good Practice'.

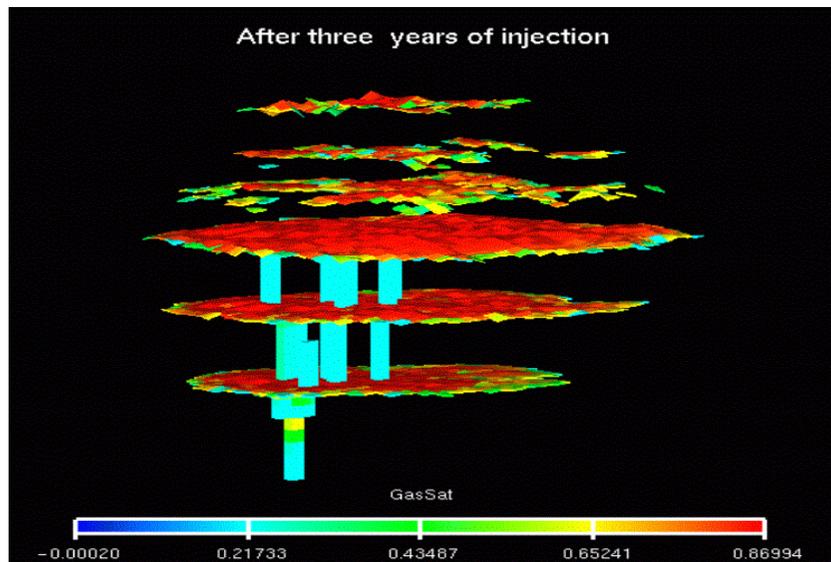


Fig. 3: Seismic monitoring of CO<sub>2</sub> in the Sleipner gas field: Simulation of the distribution of CO<sub>2</sub> three years after start of injection. The largest bubble is 800 m wide and the total 200 m high (Ref: SINTEF Petroleum 2001)

So far the SACS program has carried out three seismic surveys (in 1999, 2001 and 2002) in addition to the pre-injection survey (in 1996). The time-lapse 3D seismic surveying has been successful in monitoring the CO<sub>2</sub>. As expected, the injected CO<sub>2</sub> has migrated upwards to-

towards the top of the reservoir (Fig. 3). The reservoir simulation tools to describe the migration of the CO<sub>2</sub> have shown themselves capable of replicating the position of the CO<sub>2</sub> and can now be used to simulate its future behavior.

In addition, the geology and geochemistry of the 'Utsira' formation has been mapped and the experts from the six European geological institutes involved in SACS have concluded that there is every reason to expect the CO<sub>2</sub> to stay in the reservoir at least for the next few thousand years.

### 4. Use CO<sub>2</sub> commercially? – The vision of CO<sub>2</sub>-free energy from fossil fuels

The Kyoto protocol and the European decision to comply with it, together with the EU Directive on emission trading which, from the year 2005, will put a price on CO<sub>2</sub> emissions, have changed the situation. At the same time some of the oil and gas fields in the North Sea have reached the later stages of production where, by using CO<sub>2</sub>, 5–10% more oil could be extracted. This practise of enhanced oil recovery using CO<sub>2</sub> has already been in use in the USA and Canada since the 1970's. These changes have created a new situation with a market for CO<sub>2</sub>.

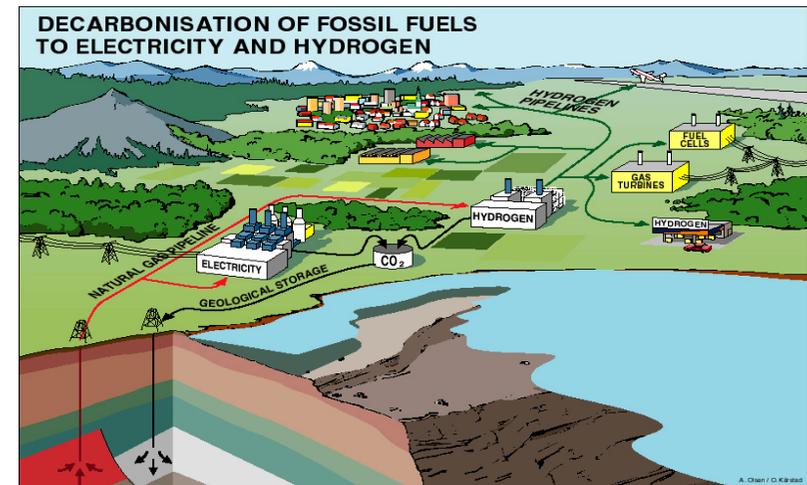


Fig. 4: Idealised illustration of how fossil fuels, like natural gas, can be transformed into the two CO<sub>2</sub>-free energy carriers electricity and hydrogen

Fig. 4 shows an idealised illustration of how natural gas (or oil/coal) could be used to manufacture the two CO<sub>2</sub>-free energy carriers electricity and hydrogen. The new element is that processes are incorporated that capture the produced CO<sub>2</sub> and that this CO<sub>2</sub> is then stored long-term in an underground formation. Though very simplified such a 'vision' is useful in pointing out directions for long-term research, development and demonstration.

**ZUKÜNFTIGE OPTIONEN FÜR DIE ENTSORGUNG  
VON HOCHRADIOAKTIVEN ABFÄLLEN**

**K. Kugeler \*, J. U. Knebel \*\*, R. Odoj \*, P. W. Phlippen \*, N. Pöppe \*\*\***

\*Forschungszentrum Jülich / RWTH Aachen,

\*\* Forschungszentrum Karlsruhe,

\*\*\* RWTH Aachen

**1. Hochradioaktive Reststoffe aus dem Reaktorbetrieb**

Beim Betrieb von Kernkraftwerken fallen hochradioaktive Abfälle an. Die abgebrannten Brennelemente, welche diese Stoffe enthalten, werden bei den heute weltweit kommerziell genutzten Leichtwasserreaktoren jährlich während einer Stillstandszeit aus dem Core entnommen und in ein Kompaktlager im Reaktorcontainment verbracht. In diesem wassergekühlten Zwischenlager befinden sich die Brennelemente in einer dichten Anordnung. Die Unterkritikalität wird durch boriierte Strukturen in den Traggestellen sichergestellt. Die Kühlung des Wasserbeckens geschieht durch redundant ausgeführte Kühlkreisläufe. Nach rund 3 Jahren werden die Brennelemente in Trockenlagerbehälter eingesetzt und in externe oder standortnahe Zwischenlager oder zu Wiederaufarbeitungsanlagen transportiert und dort zwischengelagert. Angaben über Mengen und Zusammensetzung dieser Abfälle sind in Abb. 1 enthalten.

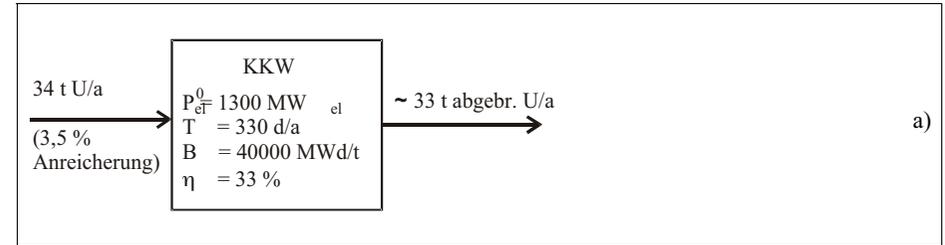
Für eine elektrische Leistung von 1300 MW<sub>el</sub> benötigt man demnach rund 34 t/a an angereichertem Uran, wenn die Anlage mit 90 % Auslastung und einem Wirkungsgrad von 33 % in Betrieb war. Der mittlere Brennstoffabbrand konnte inzwischen auf etwa 40 000 MWd/t Uran gesteigert werden. Abb. 1 weist auch aus, dass die abgebrannten Brennelemente noch erhebliche Mengen an Spaltstoffen (U235, Pu239, Pu241) sowie neu gebildete minore Aktiniden enthalten. Diese Elemente sind teils unter den Aspekten der energetischen Nutzung, der Nonproliferation sowie der Langzeittoxizität bei der Endlagerung zu beachten.

Einige radioaktive Isotope haben relativ lange Halbwertszeiten, so Cs137 und Sr90 mit 30 bzw. 28 Jahren, die damit für Landkontaminationen nach schweren Störfällen relevant sind; andere wie Zr93, Tc99, J129, Cs135 haben sehr lange Halbwertszeiten von teils mehreren Millionen Jahren, diese haben daher für den Langzeitsicherheitsnachweis von Endlagern eine besondere Bedeutung. Abb. 1 enthält derartige Daten auch für die minore Aktiniden.

Die Aktivität dieser sehr langlebigen Isotope ist allerdings äußerst klein, z.B. beträgt die der Aktiniden rund 1000 Ci/t Uran im Vergleich zu einem Wert von etwa 2,2·10<sup>6</sup> Ci/t Uran für die Spaltprodukte nach der Entnahme aus dem Reaktor. Für alle Verfahrensschritte und Lagersysteme bei der Brennelementver- und -entsorgung müssen immer die sicherheitstechnischen Grundbedingungen bei der Nutzung der Kernenergie eingehalten werden:

- Sicherstellung der Unterkritikalität
- Sichere Abfuhr der Nachwärme und Einhaltung zulässiger Temperaturen
- Sicherer Einschluss der radioaktiven Stoffe in den Anlagen.

Diese Anforderungen müssen im Hinblick auf alle Störeignisse sowohl aus inneren als auch aus äußeren Ursachen erfüllt sein.



Isotope	frische Brennelemente	abgebrannte Brennelemente	Bemerkung
Uran 235	36	12,4	einschl. 4,8 kg U236
Uran 238	964	~ 935	
Plutonium	-	10,5	davon < 60 % spaltbar
minore Aktinide	-	~ 9	~ 5 kg Np ~ 3,5 kg Am ~ 0,5 kg Cm
Spaltprodukte	-	~ 42	< 4 kg Tc, J, Cs

**Isotopenmengen (kg/t U)**

Isotop	Halbwertszeit (a)	Aktivität (Ci/t Uran)
Zr 93	1 500 000	1,88
Tc 99	210 000	14,2
J 129	17 000 000	0,038
Cs 135	3 000 000	1,2
Cs 137	30	105 000
Sr 90	28	75 500

Isotop	Halbwertszeit (a)	Aktivität (Ci/t Uran)
Np 237	2 200 000	0,537
Pu 239	24 400	330
Pu 240	6 600	478
Pu 242	380 000	1,36
Am 243	8 000	17,4

**Abb. 1: Hochradioaktive Reststoffe aus dem Reaktorbetrieb:**  
**a) Mengen bei einem Druckwasserreaktor, b) Isotope in abgebrannten DWR - Brennelementen,**  
**c) Langlebige Spaltprodukte (ICi=3,7·10<sup>10</sup>Bq) und d) langlebige Aktiniden**

Dementsprechend sind die zeitlichen Verläufe von Aktivitäten sowie der Nachwärmeerzeugung für alle nachfolgenden Betrachtungen äußerst wichtig. Abb. 2 zeigt die beiden Größen als Funktion der Abklingzeit [1].

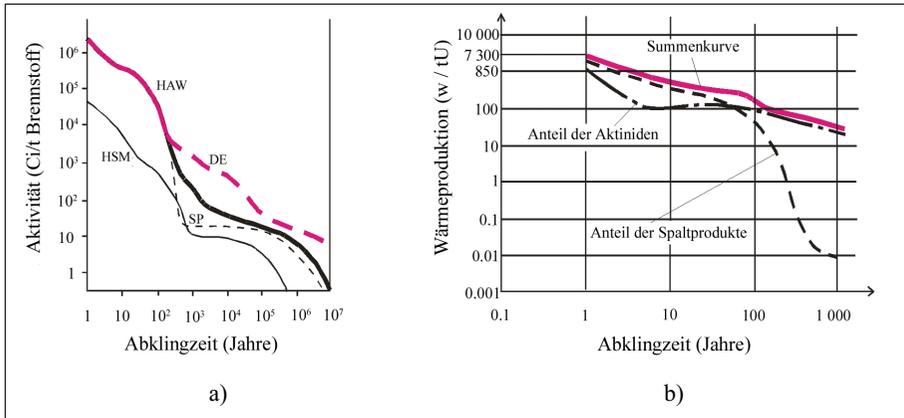


Abb. 2: Zeitliche Verläufe von a) Aktivität und b) Nachwärmeerzeugung abgebrannter Brennelemente (DWR, B = 40 000 MWd/t Uran).

HAW: Hochaktive Abfälle aus der Wiederaufarbeitung, DE: direkte Endlagerung abgebrannter Brennelemente, SP: Spaltproduktanteil, HSM: Strukturmaterialien

## 2. Mögliche Entsorgungsstrategien für hochradioaktive Reststoffe

Grundsätzlich sind zwei prinzipiell verschiedene Wege der Entsorgung hochradioaktiver Abfälle denkbar:

- direkte Endlagerung abgebrannter Brennelemente in geeigneten geologischen Formationen
- Wiederaufarbeitung von abgebrannten Brennelementen mit anschließender Feintrennung der Aktiniden (Partitioning) und darauffolgender Umwandlung der Aktiniden durch kerntechnische Prozesse (Transmutation); Lagerung der radioaktiven Reststoffe, im wesentlichen von Spaltprodukten, in Glaskokillen in geeigneten geologischen Formationen.

Die Wege sind in Abb. 3 dargestellt. Modifikationen dieser Prinzipien sind möglich und könnten im Hinblick auf einige der später erläuterten Fragestellungen vorteilhaft sein. So könnten z.B. spezielle sehr langlebige Isotope, die durch die Feintrennung getrennt vorliegen, in besonders angepassten und aufwändiger gestalteten Endlagergebinden separat gelagert werden. Dies könnte etwa für minore Aktiniden oder für die vier in Abb. 1c) genannten sehr langlebigen Isotope sinnvoll sein, da deren Mengen auch vergleichsweise gering sind.

Alle Verfahrensschritte für Weg a) sind entwickelt wie z.B. Kompaktlager im Reaktorcontainment, Transport- und Lagerbehälter, Zwischenlager für abgebrannte Brennelemente, Konditionierungsanlagen für abgebrannte Brennelemente zur Vorbereitung für die Endlagerung, Endlagerbehälter sowie die Techniken der Herstellung von Endlagerbergwerken in Salz, Granit, Tuff oder Ton. Auch die Einlagerung von Gebinden in derartige Endlagerstätten kann als technisch verfügbar angesehen werden. Strittig ist die Frage des Langzeitsicherheitsnachweises.

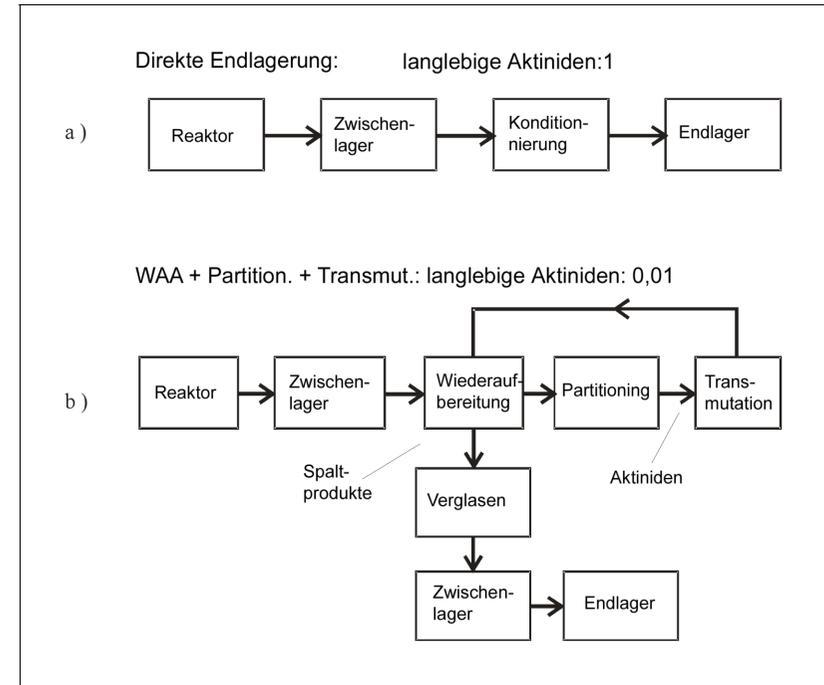


Abb. 3: Mögliche Entsorgungsstrategien für hochradioaktive Reststoffe

In Verfahrensweg b) kommt die Wiederaufarbeitung hinzu, die ebenfalls als voll entwickelt angesehen wird. Verglasungsverfahren für die Herstellung von Glaskokillen zur Aufnahme der hochradioaktiven Reststoffe aus der Wiederaufarbeitung sind ebenfalls entwickelt und werden industriell eingesetzt. Die Zwischenlagerung der Glaskokillen in Trockenlagerbehältern ist ebenso wie die Zwischenlagerung von Brennelementen Stand der Technik. Für die Endlagerung in geologischen Formationen sind ähnliche Konzepte wie für die direkte Endlagerung von Brennelementen entwickelt worden. Insgesamt werden alle Verfahrensschritte des Weges b) außer Partitioning und Transmutation als heute verfügbar angesehen. Für den Sicherheitsnachweis für die Endlagerung der Glaskokillen in geologischen Formationen gilt die

oben genannte Einschränkung ebenfalls. Bei Verfahrensweg b) kommen als wesentliche neue Prozessschritte das Partitioning, d.h. eine chemische Feintrennung für die Aktiniden, und die Transmutation z.B. mit Hilfe von Beschleunigern hinzu. Hier ist noch in großem Umfang Entwicklungsarbeit zu leisten, ehe ein ausreichender Stand der Technik in Hinblick auf die technische Anwendung erreicht wird.

Im Hinblick auf die Mengen, die für eine große 1300 MW<sub>el</sub>-DWR-Anlage jährlich entsorgt werden müssen, stellen sich die beiden Verfahren folgendermaßen dar:

- Bei der direkten Endlagerung abgebrannter Brennelemente müssen pro Reaktorbetriebsjahr etwa 33 t Uran – entsprechend 59 Brennelementen – in geeigneten Behältern verpackt und eingelagert werden. Es werden rund 300 kg/a minore Aktiniden sowie etwa 350 kg/a Plutonium endzulagern sein.
- Beim Verfahrensweg mit Wiederaufarbeitung, Partitioning und Transmutation werden pro Reaktorbetriebsjahr wesentlich geringere Mengen endzulagern sein: rund 1,3 t Spaltprodukte in etwa 4 m<sup>3</sup>/a Glaskokillen, weniger als 1 kg/a minore Aktiniden, sowie weniger als 3 kg/a Plutonium.

Die großen Unterschiede bei den Gehalten an langlebigen Reststoffen im Endlager führen dann dazu, dass die zeitlichen Verläufe der Radiotoxizität der Abfallstoffe bei beiden Entsorgungswegen stark unterschiedlich sind (Abb. 4) [2], [3].

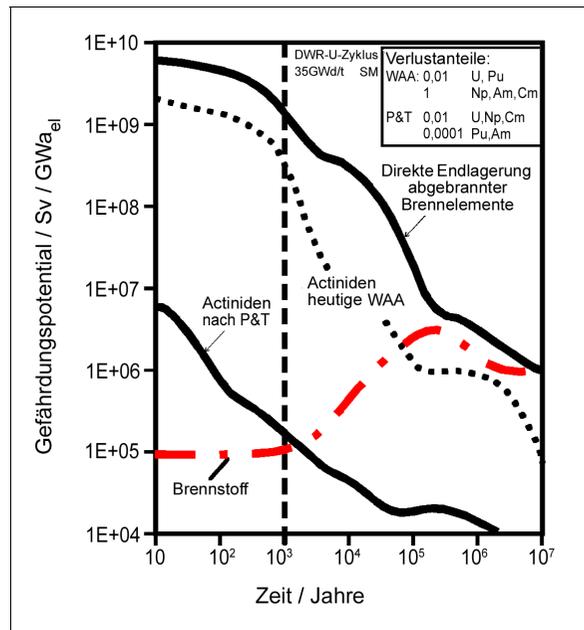


Abb. 4:

Radiotoxizität der Abfallstoffe bei beiden Entsorgungswegen (DWR, B = 35 000 MWd/t Uran)

Mit eingezeichnet ist die Radiotoxizität des Urans, welches ja ohnehin im Boden vorhanden ist und damit eine sinnvolle Bezugsbasis bildet. Die wesentlichen Folgerungen aus dieser Abbildung sind:

- bei der direkten Endlagerung abgebrannter Brennelemente ist ein Sicherheitsnachweis über rund 10<sup>6</sup> Jahre notwendig,
- bei Einführung von Partitioning und Transmutation wäre der Nachweis nur über 10<sup>3</sup> Jahre notwendig.

Ein Nachweis über 10<sup>6</sup> Jahre wird als schwierig bis unmöglich eingeschätzt; der Nachweis der Rückhaltung der Radioaktivität im Endlager über einen Zeitraum von 1000 Jahren ist bei Einsatz bekannter Techniken möglich. Die Einführung von P+T-Verfahren würde damit die Realisierung praktisch geschlossener Stoffströme und, wie die folgenden Ausführungen zeigen werden, auch einer extrem guten Ausnutzung des Urans möglich machen.

### 3. Übersicht über Aspekte der Bewertung

Viele Gesichtspunkte sind zu analysieren und zu bewerten, um zu einer Beurteilung der Vorteile bzw. Nachteile eines neuartigen P+T-Verfahrens im Vergleich zur direkten Endlagerung abgebrannter Brennelemente zu gelangen. Im Sinne von Nutzwertanalysen müssen diese verschiedenen Aspekte dann gewichtet werden, um zu einer Gesamtbeurteilung zu kommen. Wenn allerdings bei einer Variante eine unlösbare oder überhaupt nicht beurteilbare Fragestellung auftaucht, könnte dies den Wert der Nutzwertanalysen zunichte machen und eine Variante zwingend erforderlich machen. Überhaupt wird die gesamte Problematik zudem noch von Fragen der Akzeptanz und damit der Politik überlagert. Nichtsdestoweniger ist zunächst eine vorurteilsfreie wissenschaftlich-technische Analyse aller relevanten Aspekte notwendig und hilfreich für die Entscheidungsfindung. Die beim Vergleich der Entsorgungswege zu beachtenden Aspekte sind technischer, sicherheitstechnischer und ökonomischer Natur und betreffen außerdem Umweltfragen sowie Akzeptanzfragen. Ohne dass die folgende Liste (Tab. 1) Anspruch auf Vollständigkeit erheben kann, seien folgende Punkte genannt, die dann später noch etwas ausführlicher behandelt werden:

- technische Realisierung
- Isotopenzusammensetzung der Abfälle
- Toxizitätsindizes
- Energetische Nutzung
- Plutoniumvernichtung
- Nonproliferationsaspekte
- Langzeitsicherheitsnachweis
- Störfallmöglichkeiten (von innen)
- Störfallmöglichkeiten (von außen)
- Gesamtrisiken
- Gesamtkosten
- Stand der Technik

Tab. 1: Aspekte des Vergleichs verschiedener Entsorgungskonzepte

Alle genannten Fragen müssen vergleichend und wissenschaftlich korrekt und überprüfbar beantwortet werden, ehe eine Entscheidung für die eine oder andere Entsorgungsvariante möglich wird. Auch vor der Investition größerer Mittel ist eine Abwägung der Vor- und Nachteile notwendig.

Bei einer zuverlässig und sicherheitstechnisch optimal ausgestalteten Langzeitzwischenlagerung abgebrannter Brennelemente, die realisierbar ist, steht für derartige Analysen und Entscheidungsprozesse auch ausreichend Zeit zur Verfügung.

#### 4. Technische Realisierung von Entsorgungskonzepten

##### 4.1 Direkte Endlagerung abgebrannter Brennelemente in geologischen Formationen

Beim Entsorgungsweg der direkten Endlagerung der abgebrannten Brennelemente [4] werden in einer Heißen Zelle in einer Konditionierungsanlage die Brennelemente demontiert und die Brennstäbe in geeignete Behälter eingesetzt. Hierfür wurde in Deutschland z.B. das in Abb. 5a) wiedergegebene Konzept entwickelt, in anderen Ländern bestehen teilweise recht unterschiedliche Vorstellungen über die Gestaltung derartiger Endlagergebäude.

In einer Zerlegezelle werden die Brennstäbe aus dem Brennelementverband herausgezogen und von dort entweder in voller Länge in einen großen Endlagerbehälter oder nach Zerschneiden in Stücke in einen kleineren Behälter (Pollux) eingesetzt.

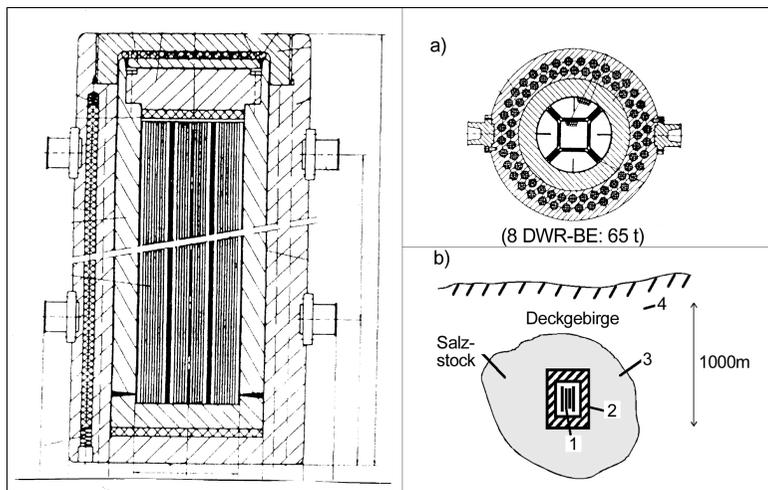


Abb. 5 : Direkte Endlagerung abgebrannter Brennelemente:

a) Endlagerbehälter. Beispiel: 8 DWR-Brennelemente in Behältern von rund 65 t; b) Anordnung der Endlagerbehälter im Salzgestein: 4 Barrieren gegen den Austritt von Radioaktivität

Nach der Verpackung der Brennstäbe in der Konditionierungsanlage stehen Endlagerbehälter für abgebrannte Brennelemente zur Einlagerung im geologischen Endlager bereit. Dies kann ein Salzbergwerk oder eventuell auch ein Lager im Granit sein. Die Endlagerbehälter sollen in horizontalen Stollen oder z.B. die kleineren Polluxbehälter in senkrechten Bohrlöchern im Salzstock eingesetzt werden. Bei diesem Endlagerkonzept wären die Brennstabhüllen (1), sofern sie nicht beim Beladevorgang der Endlagerbehälter bereits zerstört wurden, die Endlagerbehälter (2), der Salzstock (3) und das darüber liegende Deckgebirge (4) als Barrieren anzusehen, die die Bevölkerung vor der Wirkung von radioaktiven Stoffen schützen.

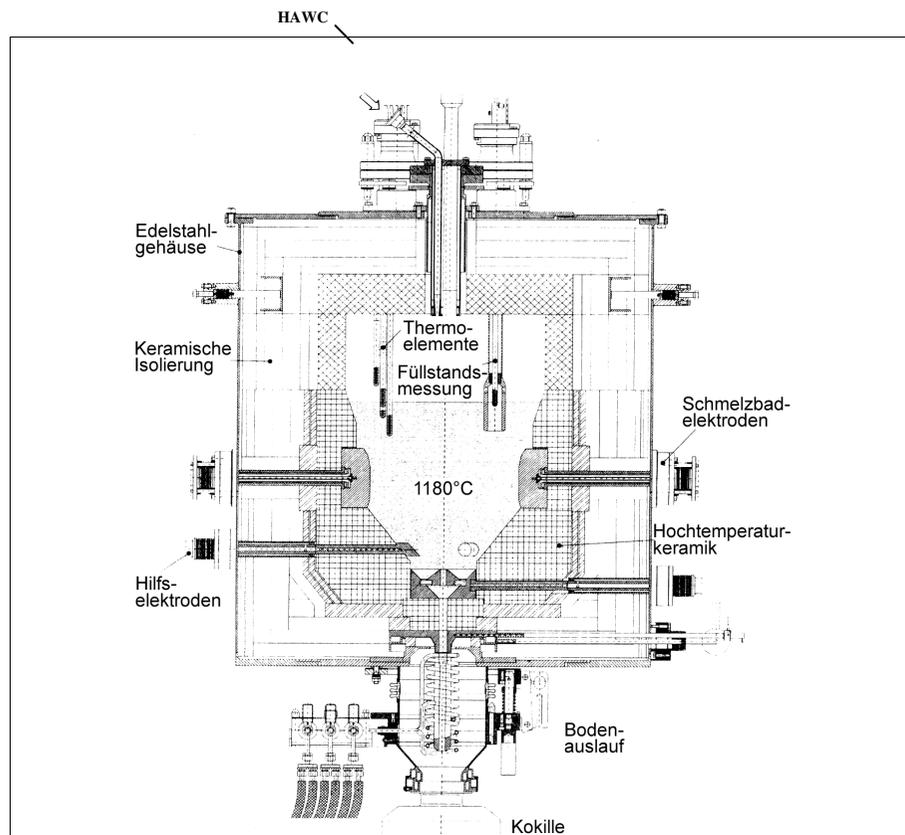
Bei anderen Brennelementen, die direkt endgelagert werden sollen, z.B. Elementen des Hochtemperaturreaktors, kommen als Barrieren Coated-Particle-Schichten, die die Brennstoffpartikel umgeben, hinzu. TRISO Coatings mit einer darin befindlichen Silizium-Carbid-Schicht haben hier offenbar besondere Vorteile im Hinblick auf die Rückhaltung von Radioaktivität im Endlager.

##### 4.2 Wiederaufarbeitung, Partitioning und Transmutation sowie Endlagerung der Reststoffe in geologischen Formationen

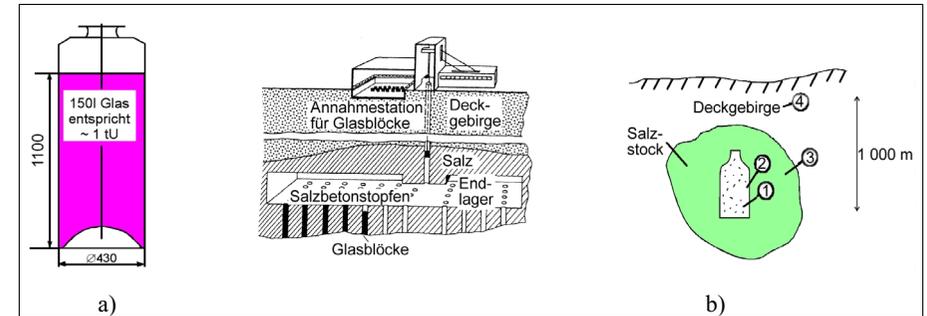
In der Wiederaufarbeitung [5], [6] erfolgt eine Auftrennung der Bestandteile der abgebrannten Brennelemente – hier seien LWR-Brennelemente zugrundegelegt – in Strukturmaterial, Hüllrohre, Uran, Plutonium und Spaltprodukte. Uran und Plutonium werden rezykliert und zur Herstellung neuer Brennelemente eingesetzt. Die Spaltprodukte werden in flüssiger Form in speziellen Tanks gespeichert, bevor sie einer Verglasungsanlage zugeführt werden. Verfahrensbedingt enthalten die Spaltproduktlösungen (HAW) eine Restmenge an Uran, Plutonium sowie an minoren Aktiniden. Je nach Stand der Trenntechnik verbleibt ein geringer Anteil von derzeit etwa 1% des Urans und des Plutoniums im HAW-Waste. Tritium und Krypton 85 werden getrennt gewonnen und geeignet zwischengespeichert. Aufwändige Reinigungs- und Rückhaltprozesse sorgen heute dafür, dass die gesetzlichen Grenzwerte für Freisetzungen aus den Anlagen deutlich unterschritten werden. Die Prozessgebäude für die Wiederaufarbeitung enthalten eine Vielzahl von Reaktionsapparaten, Speicherbehältern, Rohrleitungen und Pumpen, die alle kritikalitätssicher ausgelegt sein müssen und für die die Nachwärmeabfuhr zuverlässig erfolgen muss, ohne dass zulässige Prozesstemperaturen überschritten werden. Die Barrierefunktion der genannten Komponenten als 1. Barriere gegen den Austritt von Radioaktivität muss ebenfalls gewährleistet sein. Gegen die heute üblichen angenommenen Einwirkungen von außen bieten dickwandige Betonstrukturen Schutz. Für zukünftige Annahmen sind neue Überlegungen anzustellen. Insbesondere sind in Wiederaufarbeitungsanlagen besondere Vorkehrungen gegen Spaltstoffentwertung zu treffen, da die Stoffe hier teilweise in praktisch reiner chemischer Form anfallen.

Nach der Phase der Lagerung in Tanks, die sehr zuverlässig gekühlt werden müssen, erfolgt ein Verglasungsprozess [7]. Die Herstellung von Glaskokillen erfolgt in einer Verglasungs-

anlage (s. Abb. 6). Hier wird ein Schmelzofen bei hohen Temperaturen, fast 1200°C, betrieben; ein kompliziertes Reinigungsverfahren zur Reinigung der Abgase des Prozesses ist nachgeschaltet. Die Glaskokillen (s. Abb. 7a) besitzen ein äußeres Edelstahlcanning, welches beim Herstellungsprozess bereits als Abfüllbehälter dient. Alle Prozessschritte des Verglasungsverfahrens laufen in Heißen Zellen ab und müssen wegen des hohen Aktivitätsinventars als besonders sensitive kerntechnische Anlage, in der die Radioaktivität in flüssiger und gasförmiger Form, z.T. unter sehr hohen Temperaturen gehandhabt wird, angesehen werden. Die Glaskokillen werden zunächst für mehrere Jahrzehnte zwischengelagert, um die Nachwärme vor der Einlagerung im Endlager hinreichend absinken zu lassen. Auch bei diesem Lagerkonzept (Trockenlagerbehälter) erfolgt die Abfuhr der Nachwärme allein durch Wärmeleitung, Wärmestrahlung und freie Konvektion von Luft, wie dies auch bei Zwischenlagerbehältern für abgebrannte Brennelemente der Fall ist.



**Abb. 6: Schmelzofen zur Herstellung von Glaskokillen, beladen mit hochradioaktiven Spaltprodukten (HAW)**



**Abb. 7: Endlagerung von Glaskokillen, beladen mit Spaltprodukten (HAW): a) Glaskokille für die Aufnahme von Spaltprodukten (ein 150 l Glas enthält die Spaltprodukte von etwa 1 t Uran aus LWR), b) Konzept des Endlagers im Salzgestein für die Lagerung von Glaskokillen**

Eine Glaskokille enthält die Spaltproduktmengen von rund 1 t Uran aus abgebrannten LWR-Brennelementen. Die maximale Leistung einer Glaskokille beträgt dann etwa 2,5 kW. Für diese Bedingungen ist die selbsttätige Nachwärmeabfuhr vom Behältersystem an die Luft der Lagerhalle zuverlässig auslegbar, ohne dass die maximalen Glastemperaturen einen Wert von 450°C übersteigen. Die Lagerbehälter sind in Hallen aufgestellt, die denjenigen für die Brennelementlagerbehälter entsprechen. Ebenso wie die Brennelementlagerbehälter sind die Glaskokillenlagerbehälter gegen die heute angenommenen Einwirkungen von außen ausgelegt. Für zukünftige Anforderungen werden auch hier neue Überlegungen notwendig werden. In anderen Ländern sind z.T. auch andere Lösungen für die Zwischenlagerung von Glaskokillen in Gebrauch, etwa in Gebäuden mit Lagerschächten. Nach Ablauf einer hinreichend langen Zwischenlagerzeit, mehrere Jahrzehnte sind vorteilhaft, werden die Glaskokillen in tiefen geologischen Formationen – Salz, Granit, Tuff und Ton werden hier für geeignet gehalten – endgelagert. Die Länge der Zwischenlagerzeit ist maßgebend für die mögliche Packungsdichte der Kokillen im Endlager, z.B. im Salz, da durch Zerfall ein Großteil der Nachwärme während der Zwischenlagerphase bereits an die Umgebungsluft abgegeben werden kann. Die Endlagerung der Kokillen kann in senkrechten Bohrlöchern oder in horizontalen Stollen im Bergwerk erfolgen (Abb. 7b)). Alle Verfahrensschritte bis zur Einlagerung der Kokillen müssen sehr sorgfältig im Hinblick auf Störungen von innen oder außen analysiert werden.

Nach der durchgeführten Lagerung und Verschließung des Endlagers mit geeigneten Materialien, z.B. Salzgruß, können nur extreme Bewegungen im Gebirge oder ein massiver Zufluss von Wasser über sehr lange Zeiten zu einer Gefährdung der technischen Barrieren gegen den Austritt von Radioaktivität (Glasmatrix (1), Edelstahlcanning (2) und evtl. äußerer Abschirm- oder Schutzmantel aus Gussmaterial) führen. Die geologischen Barrieren (Salzstock (3), Deckgebirge (4)) sorgen selbst nach Versagen der technischen Barrieren für eine Verzögerung des Transports von Radioaktivität in die Biosphäre. Auch wird in der Regel nach Austritt von

Radioaktivität aus dem Endlager eine starke Verdünnung durch Transport und Verteilung im Erdreich zu erwarten sein.

Wenn die angestrebte Reduktion der Radiotoxizität entsprechend Abb. 4 erreicht werden soll, muss sich an die Wiederaufarbeitung in Zukunft ein Partitioning- und Transmutationprozess [8], [9] anschließen. Hier werden zunächst in einer Feinreinigung die minoren Aktiniden Americium, Curium und Neptunium möglichst vollständig aus dem Abfallstrom, der der Verglasung zugeführt wird, abgetrennt. Je vollständiger diese Abtrennung gelingt, desto weniger Aktiniden werden ins Endlager verbracht. Erst wenn eine Abtrennung mit Werten für Cm < 0,01, Am < 0,001, Np < 0,01, U < 0,01, Pu < 0,01 gelingt, kann das gewünschte Ziel von P+T-Verfahren, dass die Radiotoxizität der Abfälle im Endlager schon nach rund 1000 Jahren unter derjenigen des Uranerzes liegt, erreicht werden.

Für das Partitioning werden Verfahren entwickelt, um die Aktiniden mittels flüssig/flüssig-Extraktion zu trennen. Ausgehend vom flüssigen hochaktiven Abfall aus der Wiederaufarbeitungsanlage (z.B. aus dem PUREX-Prozess für Leichtwasserreaktor-Brennelemente) schließen sich die Prozessschritte des Partitioning mit Abtrennung von Americium und Curium aus dem PUREX-Raffinat an. Im ersten Prozessschritt werden die dreiwertigen Aktiniden (Am, Cm) gemeinsam mit den Lanthaniden extrahiert und vom Großteil der Spaltprodukte getrennt. Hierfür ist der DIAMEX-Prozess vorgesehen.

Die Aktiniden/Lanthaniden-Trennung soll dann mit Hilfe des ALINA-Prozesses erfolgen (Actinide (III)-Lanthanide Inter-group separation in Acidic medium). So konnte z.B. Americium bereits zu > 99,91 quantitativ extrahiert werden. Zwischen Americium und den Lanthaniden wurden hohe Dekontaminationsfaktoren erreicht. Sicher ist der Partitioning-Prozess noch in den Anfängen, und umfangreiche Forschungs- und Entwicklungsarbeiten sind notwendig, um die geforderten Trennfaktoren und Restgehalte der Aktiniden im hochaktiven Abfall zu realisieren. Im Hinblick auf eine sicherheitstechnische Bewertung ist bereits absehbar, dass der Partitioning-Schritt eine erhebliche Ausweitung des Wiederaufbereitungsverfahrens darstellt und dass alle Sicherheitsüberlegungen, die im Zusammenhang mit diesem Verfahrensschritt anzustellen sind, hier voll übertragen werden müssen.

Auch im Hinblick auf Nonproliferationsaspekte werfen Prozesse, in denen reine Materialien wie Curium, Neptunium, Americium gewonnen werden, die als Spaltstoffe zu bewerten sind, ähnliche Fragen auf, wie dies heute für Plutonium und Uran bekannt ist. Wenn es zukünftig nicht zur anschließenden Transmutation der Aktiniden kommen sollte, können die abgetrennten Isotope, deren Mengen sehr klein sind, auch in speziellen, besonders zuverlässig ausgeführten Endlagergebänden in geologischen Formationen endgelagert werden.

Eine neue zukünftige Methode zur Umwandlung von Aktiniden besteht darin, unterkritische Beschleuniger-getriebene Systeme zu benutzen. Entsprechend Abb. 8a) soll ein Protonen-

strahl mit Hilfe von Linearbeschleunigern erzeugt werden. Charakteristische Werte für Protonenenergie und Stromstärke werden bei rund 1,5 GeV und 10 mA für eine technische Anlage liegen. Nach Umlenkung durch Magnetfelder wird der Strahl durch ein Protonenfenster in einen unterkritischen Reaktor eingeführt. Als Protonenfenstermaterial kommt z.B. Wolfram infrage. Der Protonenstrahl löst im Spallationstarget eine Spallationsreaktion aus; je nach Targetmaterial wird eine große Zahl von Neutronen freigesetzt, etwa 30 Neutronen bei Verwendung eines Bleitargets. Auch Blei-Wismut-Gemische wurden in diesem Zusammenhang vorgeschlagen. Target- und Blanketsystem werden mit Blei bzw. Blei-Wismut gekühlt. Die Reaktionswärme kann über einen Zwischenkreislauf zur Erzeugung von Dampf genutzt werden (Abb. 8b)). Ein Teil der im Dampfturbinenprozess erzeugten elektrischen Energie wird zur Erzeugung des hochenergetischen Protonenstrahls genutzt, ein Teil wird als Produkt der Anlage nach außen ins Netz abgegeben. Im Blanket sind Bestrahlungskanäle vorhanden, in denen Isotope wie Americium, Curium und Neptunium in starken Neutronenfeldern umgewandelt werden. Hierfür wurden verschiedene Brennelementformen und -modifikationen vorgeschlagen und im Detail geprüft. Das unterkritische, multiplizierende System erlaubt je nach Wahl von  $k_{\text{eff}}$  eine Neutronenvermehrung um einen Faktor 10 bis 20.

Die Abschaltung der Anlage erfolgt durch Abschaltung des Protonenstrahls. Danach muss, wie dies auch bei normalen kritischen Spaltreaktoren der Fall ist, die Abfuhr der Nachzerfallswärme sichergestellt werden. Hierfür können Wärmetauscherloops eingesetzt werden. Reaktivitätsstörfälle sind auszuschließen, wenn  $k_{\text{eff}}$  genügend weit von 1 entfernt ist. Hier ist ein Optimum für  $k_{\text{eff}}$  zu finden im Hinblick auf eine günstige Neutronenbilanz und den Ausschluss von Kritikalitätsstörfällen.

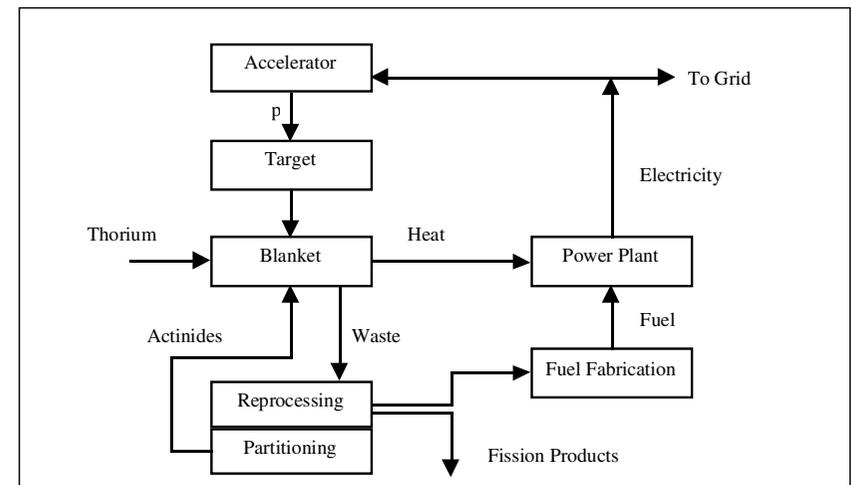
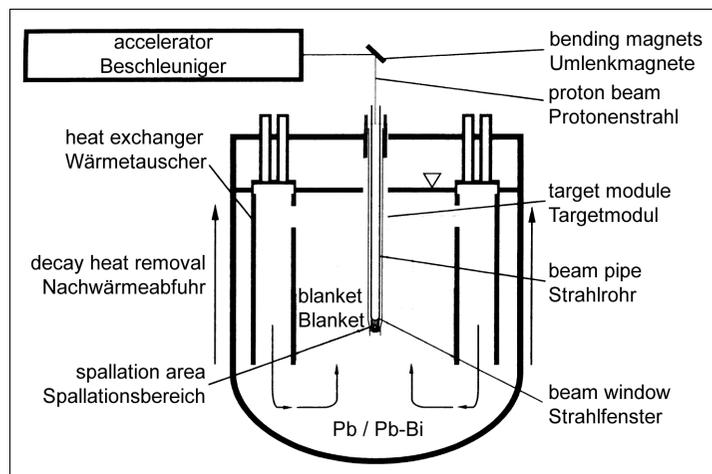
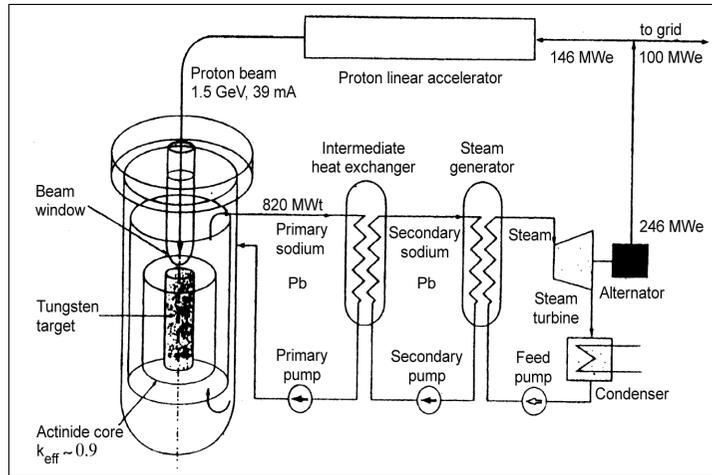


Abb. 8: Vorstellungen zum Konzept von Beschleuniger-getriebenen Transmutationsanlagen:  
a) Grundkonzept

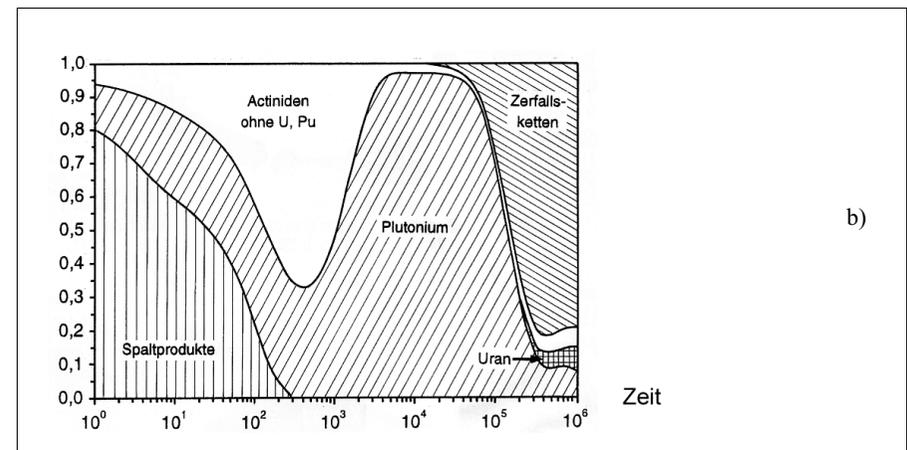
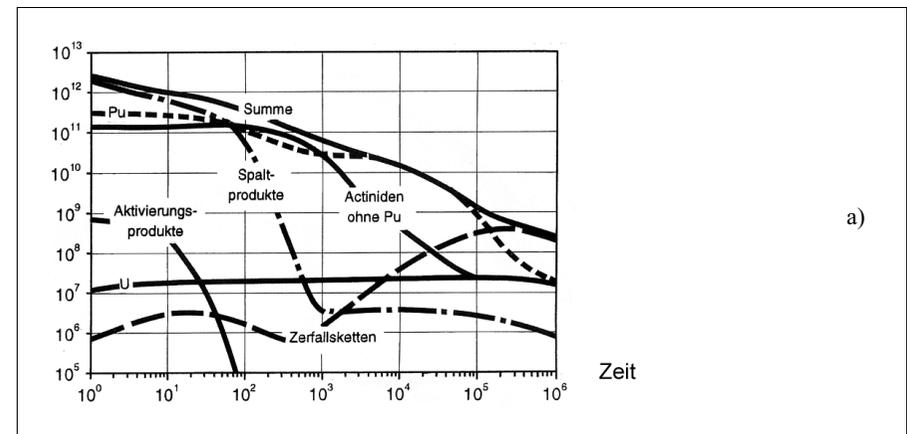


**Abb. 8: Vorstellungen zum Konzept von Beschleuniger-getriebenen Transmutationsanlagen:**  
 b) Prinzipschema der Wärmeauskopplung (oben),  
 c) Vorschlag für einen Transmutationsreaktor (unten)

Wesentlich für die Güte der Isotopenumwandlung ist die Art des Neutronenspektrums. Im Hinblick auf die Sicherheit des Transmutationssystems ist die Art und Gestaltung der Barrieren wesentlich. So sind die Wandungen des Primärsystems für den Transmutationsreaktor sowie das Containment zur Aufnahme des Transmutationsreaktors als unabhängige Barrieren anzusehen. Im Vergleich zu Spaltreaktoren ist offenbar eine Barriere weniger vorhanden. Besonders die neuen Anforderungen, die sich in Zukunft aus extremen äußeren Einwirkungen ergeben können, werden zu Modifikationen der Anlagenkonzepte, die heute diskutiert werden, führen müssen.

### 5. Toxizitätsindizes der Abfälle

Ganz ohne Zweifel weist der Entsorgungsweg WAA + P + T im Vergleich zur direkten Endlagerung abgebrannter Brennelemente erhebliche Vorteile im Hinblick auf das Gefährdungspotenzial auf (Abb. 9). Man erkennt wie wichtig eine weitgehende Abtrennung von Plutonium und minoren Aktiniden sowie deren möglichst vollständige Umwandlung sind. Ganz langfristig dominieren die Zerfallsketten der Spaltprodukte sowie einige Uranisotope das radiologische Geschehen. Eine gezielte Umwandlung auch dieser Stoffe erscheint schwierig und sehr aufwändig. Sie könnten jedoch nach Abtrennung in speziellen, besonders widerstandsfähigen und auslaugresistenten, Abfallgebinden endgelagert werden. Ihre Mengen sind sehr klein und machen damit besondere Aufwendungen möglich.



**Abb. 9: Zeitlicher Verlauf der Toxizitätsindizes radioaktiver Abfallstoffe: a) Toxizitätsindizes bezogen auf 1 t Uran, b) Anteile am Toxizitätsindex für verschiedene Isotopengruppen**

## 6. Energetische Nutzung

Die Spaltstoffe müssen optimal zur Energieerzeugung genutzt werden, langfristig müssen die Brutstoffe wahrscheinlich möglichst weitgehend in Spaltstoffe überführt werden. Zur Verdeutlichung, dass bei den verschiedenen Entsorgungswegen sehr unterschiedliche Höhen der energetischen Ausnutzung des Urans bedacht werden müssen, sei auf Abb. 10 a) verwiesen.

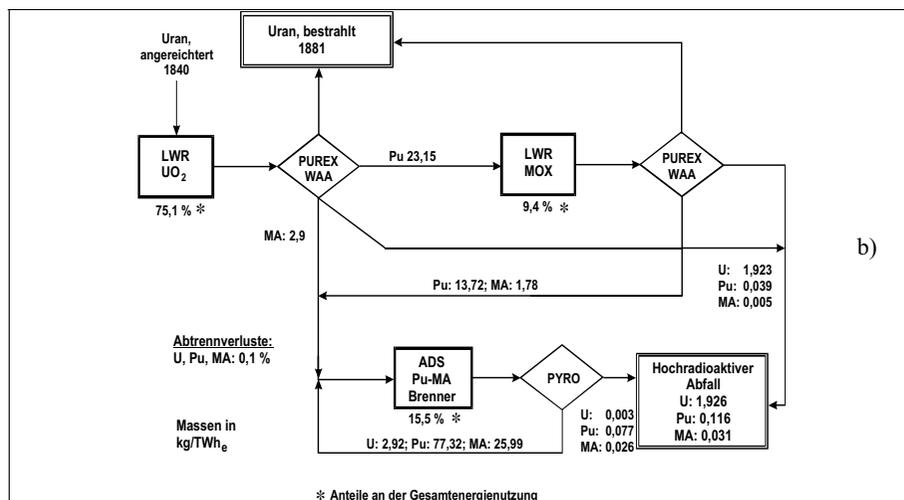
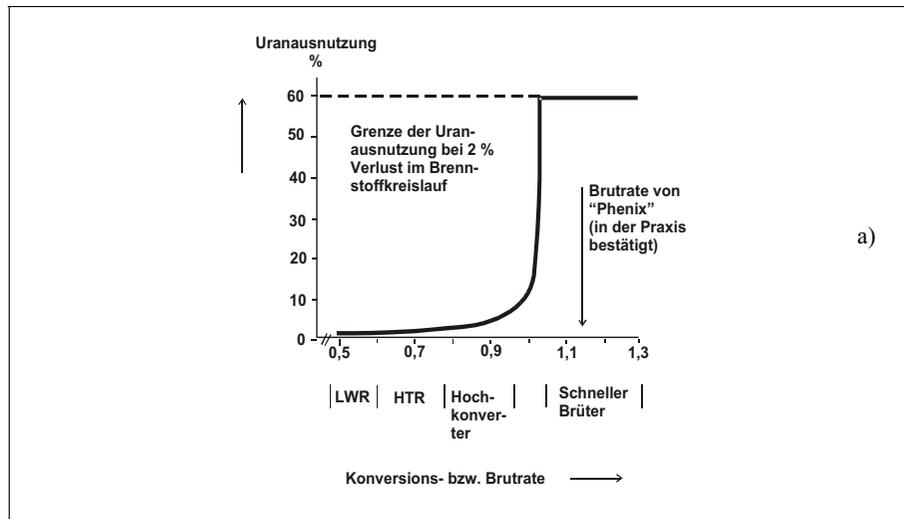


Abb. 10: Energetische Nutzung von Spalt- und Brutstoffen:

a) Uranausnutzung in Abhängigkeit von der Konversions- bzw. Brutrate; b) Energieerzeugung in einem Schema mit Wiederaufarbeitung, Partitioning und Transmutation

Je nach Höhe der Brut- oder Konversionsrate kann die Ausnutzung des Urans von rund 1% (im heutigen LWR) bis etwa 60% (in zukünftigen schnellen Brütern) variieren. Bei realistischer Betrachtungsweise der Rezyklierungsmöglichkeiten und der Ausgestaltung der Wiederaufarbeitung wird sich der Faktor wahrscheinlich etwas reduzieren. Zukünftige schnelle Brutreaktoren müssen nicht nur die notwendigen Bruteigenschaften besitzen, sondern sie müssen auch den Anforderungen einer katastrophensicheren Kerntechnik genügen.

Natürlich hängt eine Bewertung dieses massiven Unterschiedes bei der energetischen Nutzung des Urans ganz wesentlich von der zukünftigen Entwicklung der Uranpreise, der Kosten für die Wiederaufarbeitung sowie der für die Endlagerung zu erwartenden Kosten ab. Bei einer zukünftigen Realisierung von P+T-Verfahren kommt dann noch ein weiterer Kostenparameter hinzu. So werden die Kosten für das Partitioning- und das Transmutationsverfahren denjenigen gegenüberzustellen sein, die bei einer erleichterten Endlagerung nach Durchführung dieser Verfahren zu erbringen sind. Bei frühzeitiger Realisierung der Option „direkte Endlagerung abgebrannter Brennelemente“ ist allerdings die spätere Nutzung des Urans praktisch ausgeschlossen, da eine Rückholbarkeit der hochradioaktiven Abfälle im allgemeinen nicht vorgesehen ist und sicher sehr aufwändig sein wird.

Im Falle von Partitioning- und Transmutationsverfahren ist nicht nur eine weitgehende Umsetzung der Aktiniden möglich, sondern grundsätzlich kann auch netto Energie produziert werden. Abb. 10 b) zeigt ein Schema zur energetischen Nutzung bei P+T-Verfahren, aus dem auch die Anteile der Energieerzeugung ersehen werden können. Demnach würden etwa 75% der Energie im LWR aus UO<sub>2</sub>-Brennstoff erzeugt, 9,4% aus LWR-Mischoxid-Brennelementen und 15,5% im ADS-Pu-MA-Brenner. Die Restmengen an Uran, Plutonium und minoren Aktiniden, die ins Endlager verbracht würden, wären sehr gering, wie das Schema ausweist.

## 7. Plutoniumvernichtung und Nonproliferationsaspekte

Plutonium hat in der Nonproliferationsdiskussion einen hohen Stellenwert. Wie schon in Kapitel 1 angegeben, wird z.B. im LWR bei den üblichen mittleren Abbränden, von bis zu 40000 MWd/t Uran eine Menge von etwa 10 kg Plutonium/t Uran erzeugt. Dieses Reaktorplutonium enthält bei der Entladung der Brennelemente etwa 60% spaltbares Pu (Pu239 und Pu241). Niedrige Abbrände begünstigen den Anteil an spaltbarem Pu239. Die Plutoniumentsorgung bzw. -nutzung bei den verschiedenen Entsorgungswegen führt zu sehr unterschiedlichen Plutoniummengen im Endlager. Hohe Plutoniummengen im Endlager werden unter den Gesichtspunkten der Freisetzung und des Transports in die Ökosphäre bei Störfällen, von denkbaren Kritikalitätsstörfällen nach Lösungsprozessen sowie grundsätzlich auch der Proliferation zu beurteilen sein. Eine möglichst geringe Menge an Plutonium im Endlager ist ein wichtiges Ziel jeder Entsorgungsstrategie. Im Einzelnen gilt Folgendes:

- Bei der direkten Endlagerung von Brennelementen wird das gesamte Plutonium ins Endlager verbracht;
- beim Thorium Einsatz anstelle von Natururan wird gegenüber der direkten Endlagerung von Brennelementen für das endzulagernde Plutonium ein Reduktionsfaktor von 10 bis 20 erreicht;
- bei Wiederaufarbeitung wird ein Reduktionsfaktor von 30 erreicht werden können;
- mit Wiederaufarbeitung sowie Partitioning und Transmutation wird ein Reduktionsfaktor von 50 möglich sein.

Allerdings steigen auch die Aufwendungen für die Prozessdurchführung mit abnehmendem Plutoniumgehalt der Endlagergebinde. Wie weit die Reduktion zu treiben ist, muss an Hand einer Optimierung des Gesamtprozesses im Hinblick auf Kosten und Risiken entschieden werden. Bei Einführung des Entsorgungsweges WAA + P+T bedürfen alle Verfahrensschritte, bei denen reine Stoffe, z.B. Plutonium, Americium, Curium oder Neptunium abgeschieden und gespeichert werden, einer sehr strengen, kontinuierlichen Spaltstoffüberwachung, die international nach den Regeln der IAEA durchgeführt werden muss. Besonders hoch angereicherte Materialien müssen hierbei weltweit lückenlos kontrolliert werden. Ein Isotopengemisch, wie es bei der Entsorgung mit direkter Endlagerung der abgebrannten Brennelemente vorliegt, ist hierbei natürlich zunächst günstiger zu beurteilen. Allerdings stellt sich bei dieser Variante die Frage, wie in späteren Zeiten nach der Einlagerung in ein Endlager der Missbrauch des dann dort vorhandenen Spaltstoffs zuverlässig vermieden werden kann. Bei der Entsorgung der deutschen Kraftwerke z.B. würden bei Verfolgung des Weges der direkten Endlagerung abgebrannter Brennelemente rund 100 t Plutonium mit einem Anteil von rund 60% spaltbaren Isotopen im Endlager vorhanden sein (Annahme: Entlademenge 500 t U/a, 20 a Betrieb, ~ 10 kg Pu/t U).

Im Leichtwasserreaktor mit LEU-Zyklus wird nicht nur Plutonium in größerer Menge erzeugt, sondern es werden auch minore Aktiniden mit einer Rate von etwa 9 kg/ t Uran gebildet. Bei WAA und P+T-Verfahren werden die entsprechenden Plutonium-, Uran- und minore Aktinidenmengen in fast reiner Form getrennt, gespeichert und weiterverarbeitet. Abb. 11 zeigt den Verlauf der Anzahl kritischer Massen während der Lagerzeit für relevante Transurane [10]. Sie müssen gegen Zugriff und Entwendung zuverlässig geschützt werden. Dies kann nur durch noch besser weiter entwickelte internationale Kontrollen geschehen.

Die Beurteilung, welcher Entsorgungsvariante unter diesem Gesichtspunkt der Vorzug zu geben ist, setzt also eine umfangreiche Analyse der Sicherung des waffenfähigen Materials über die gesamten Entsorgungswege voraus, ehe belastbare Aussagen über Vor- und Nachteile gemacht werden können.

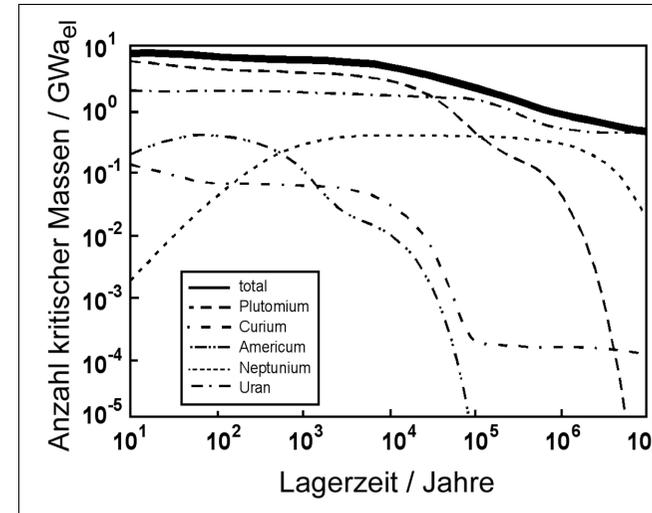


Abb. 11: Anzahl der kritischen Massen je  $GWa_{ei}$  für abgebrannte Brennelemente während der Lagerzeit im Endlager (total, Plutonium, Aktiniden)

## 8. Langzeitsicherheitsnachweis

Der Nachweis, dass bei der Endlagerung die radioaktiven Stoffe sicher über alle Zeiten im Endlager eingeschlossen bleiben, hat sich als ein wesentlicher Aspekt bei der Diskussion zur Akzeptanz der Kernenergie herausgestellt. Zunächst ist festzustellen, dass die technischen Bedingungen, unter denen die Radioaktivität im Endlager verbleibt, ungleich günstiger sind, als die in einem arbeitenden kommerziellen Reaktor. Sowohl das spezifische Aktivitätsinventar, die Temperaturen und Drücke, die Nachwärme und die Neutronendosen und Transienten, als auch die Lasten aus Annahmen über äußere Einwirkungen gefährden in einem Reaktor die Barrieren gegen den Austritt von Radioaktivität in weitaus stärkerem Ausmaß als in einem Endlager. Trotzdem bestehen in der Öffentlichkeit, insbesondere wegen der teilweise extrem langen Halbwertszeiten einiger Spaltprodukte und Aktiniden, Bedenken gegen die Realisierung von Endlagern.

Aus Endlagergebinden, die z.B. in einem trockenen Salzstock eingelagert sind, können aus inneren oder aus absehbaren äußeren Ursachen keine radioaktiven Stoffe entweichen. Erst beim extremen Störfall mit starkem, über sehr lange Zeiträume andauernden Wassereintritt ist langfristig eine Freisetzung und dann der Transport von radioaktiven Stoffen in die Ökosphäre denkbar. Im Normalbetrieb sorgt ein sehr effektives System von 4 unabhängigen Barrieren für die Rückhaltung der radioaktiven Inhalte der Endlagergebinde. Nach einem massiven Einbruch von Wasser in die Endlagerstätte kommt es zur lang andauernden Korrosion des Endlagerbehälters. Korrosionsraten für verschiedene Behältermaterialien wurden gemessen. Legt

man z.B. einen relativ hohen Wert für die Korrosionsrate von etwa  $100 \mu\text{m/a}$  in Salzlauge zugrunde, so würde ein Behälter mit einer Wandstärke von  $500 \text{ mm}$  für einen Lagerzeitraum von rund  $1000$  Jahren einen sicheren Einschluss der Spaltprodukte bzw. Spaltstoffe ermöglichen. Danach ist ein Versagen durch Korrosion und Außendruck nicht auszuschließen. In dem genannten Zeitraum sind praktisch alle relevanten Spaltprodukte, so auch  $\text{Cs137}$  ( $T_{1/2}=30 \text{ a}$ ) und  $\text{Sr90}$  ( $T_{1/2}=28 \text{ a}$ ) zerfallen, so dass deren Radiotoxizität nach dem angegebenen Zeitraum schon weit unter derjenigen von Uranerz liegt. Durch die Langzeit-Korrosion von Eisen entsteht Wasserstoff mit einer spezifischen Menge von etwa  $550 \text{ mN}^3/\text{t Eisen}$ . Aller Voraussicht nach wird sich der Wasserstoff im Salzstock relativ schnell ausbreiten und letztendlich zu Wasser rekombinieren.

Die radiologische Belastung, die von einem Endlager ausgeht, wird dann durch die radioaktiven Stoffe bestimmt, die nach rund  $1000$  Jahren noch im Endlagergebäude enthalten sind. Im Falle abgebrannter Brennelemente sind dies neben den schon in Kapitel 1 angegebenen 4 äußerst langlebigen Spaltprodukten ( $\text{Tc}$ ,  $\text{J}$ ,  $\text{Cs}$ ,  $\text{Zr}$ ) die Aktiniden sowie alle Uranisotope.

Im Falle der Wiederaufarbeitung sind bis auf sehr geringe Reste an Uran und Plutonium noch minore Aktiniden im HAW enthalten und könnten im Endlager bei Störfällen freigesetzt werden.

Wie schon in Kapitel 2 gezeigt, tritt der Schnittpunkt der Radiotoxizität von WAA-Abfällen in Glaskokillen und von Uranerz schon nach  $10^4$  bis  $10^5$  Jahren auf.

Bei Realisierung von Partitioning- und Transmutationsverfahren ist der Restgehalt an Plutonium und minoren Aktiniden in den Abfallgebänden so niedrig, dass die Umweltauswirkungen bei Störfällen an diesem Lager äußerst niedrig wären. Nach etwa  $1000$  Jahren liegt die Radiotoxizität der Reststoffe bei Durchführung von P+T-Verfahren, wie bereits in Kapitel 2 dargestellt, ohnehin unter derjenigen von Uranerz.

Bei der Analyse des Wassereintruchs in ein Endlager müssen alle Ausbreitungsvorgänge in den geologischen Strukturen berücksichtigt werden. Hier ist die genaue Kenntnis der Transferfaktoren notwendig. Insbesondere die Wasserführung in den geologischen Strukturen, die das Endlager überdecken, hat einen großen Einfluss auf das Ausbreitungsverhalten. Abb. 12 zeigt das Ergebnis einer Analyse für ein Glaskokillennlager in Granit. Unterstellt sind hier zum einen der normale Wasserzufluss, zum anderen ein Wasserzufluss, der um einen Faktor  $100$  über dem Normalwert liegt [11].

Demnach liegt die zusätzliche radiologische Belastung aus den genannten beiden Fällen langfristig um mehr als einen Faktor  $100$  bis  $10$  unter den z.B. in der Schweiz gesetzlich festgelegten Grenzwerten. Diese wiederum liegen um einen Faktor  $100$  unter den mittleren radiologischen Belastungen aus der natürlichen Umgebungsstrahlung in der Schweiz.

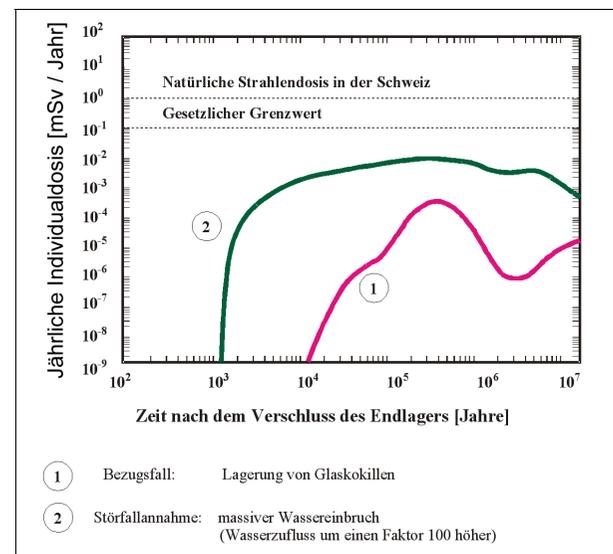


Abb. 12: Dosisbelastungen aus einem Endlager für Glaskokillen mit HAW (Granit)

Selbst dieser extreme Störfall stellt also keine nennenswerte Gefährdung der Umwelt dar. Ähnliche Ergebnisse ergeben sich bei der Analyse von Störfällen an Endlagern mit direkter Endlagerung abgebrannter Brennelemente. Abhängig vom Wirtsgestein sowie von der Technik der Endlagergebäude ergeben sich unterschiedliche jährliche Individualdosen, die sich in ähnlicher Höhe bewegen wie in Abb. 12 dargestellt.

Die generelle Aussage, dass die denkbaren radiologischen Belastungen durch Freisetzungen aus einem Endlager keine vergleichbaren Höhen wie die natürlichen Belastungen erreichen können und dass die wirklichen Risiken der Kernenergienutzung durch schwere Reaktorunfälle bestimmt wird, wird durch Ergebnisse der hier vorgestellten Art voll bestätigt.

Wenn Partitioning- und Transmutationsverfahren realisiert werden, werden die denkbaren Dosen nach einem Endlagerstörfall noch einmal um einen Faktor  $100$  niedriger erwartet. In jedem Fall dürfte dann ein Langzeitsicherheitsnachweis über einen längeren Zeitraum als  $1000$  Jahre entbehrlich werden.

## 9. Störfallmöglichkeiten

Die verschiedenen Entsorgungswege sind im Hinblick auf Störfälle recht unterschiedlich zu beurteilen, da die Verfahrenstechniken sowie der Zustand der hochradioaktiven Stoffe äußerst

unterschiedlich ist. Im Verfahrensablauf von WAA+P+T werden zusätzlich in verschiedenen Lagern hochaktive Abfallmengen oder Spaltstoffe gespeichert, teils als Endprodukte des Prozesses und teils zwischen den einzelnen Prozessschritten.

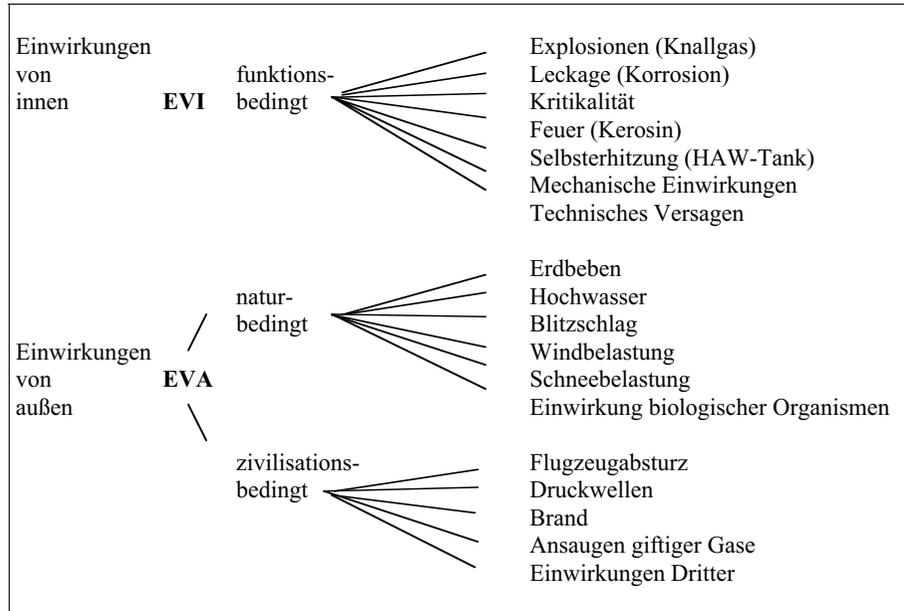


Abb. 13: Störfallannahmen für eine Wiederaufarbeitungsanlage und sinngemäß auch für eine Partitioninganlage

Nicht nur bei allen verfahrenstechnischen Prozessen, sondern auch bei allen Lagern müssen die wesentlichen Aspekte der kerntechnischen Sicherheit wie Unterkritikalität, Nachwärmeabfuhr, Einschluss der Radioaktivität und Abschirmung erfüllt sein.

Im Genehmigungsverfahren sind Einwirkungen von innen und außen zu behandeln. Abb. 13 zeigt eine Zusammenstellung von Ereignissen, die z.B. für eine Wiederaufarbeitungsanlage und damit auch sinngemäß für eine Partitioninganlage zu behandeln sind.

Schon heute und in Zukunft noch stärker werden die Risiken bei der Entsorgung wesentlich durch die Einwirkungen von außen mitbestimmt. Gegen die heute im Genehmigungsverfahren schon unterstellten Einwirkungen von außen (im wesentlichen sind dies Gaswolkenexplosion in der Nähe der nuklearen Anlage, Detonation von Kohlenwasserstoffgemischen in hinreichendem Abstand, Erdbebeneinwirkungen bis zu einer Stärke von rund 0,3 g, Absturz einer Phantom-Militärmaschine auf die nukleare Anlage) sind auch alle Anlagen der nuklearen Ent-

sorgung auszuliegen. Abb. 14 zeigt die entsprechend den genannten Anforderungen bekannten Belastungsannahmen wie sie von der Auslegung der Kernkraftwerke her bekannt sind [12].

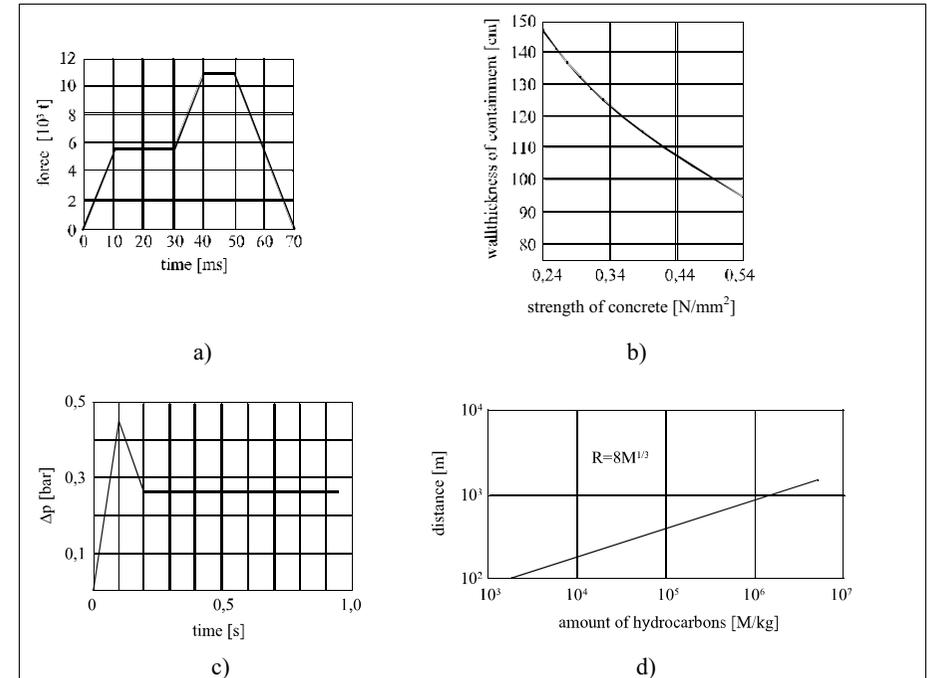


Abb. 14: Annahmen zu äußeren zivilisationsbedingten Einwirkungen auf Kernkraftwerke: a) Kraftverlauf auf das Reaktorgebäude beim Flugzeugabsturz, b) Wandstärke des Reaktorgebäudes zur Verhinderung von Penetration, c) Druckverlauf bei Gaswolkenexplosion und d) Abstands-Mengenrelation für detonationsfähige Stoffe

Nach den terroristischen Anschlägen am 11.09.2001 in den USA wird intensiv geprüft, welche Auswirkungen derartige extreme Einwirkungen von außen auf nukleare Anlagen hätten [13]. Insbesondere Wiederaufarbeitungsanlagen, Partitioninganlagen und Transmutationsanlagen, die alle komplexe Prozessanlagen enthalten, müssen dann in Zukunft wohl gegen verstärkte Einwirkungen von außen geschützt sein.

So wird vom gesamten Prozessgebäude beim terroristisch herbeigeführten Absturz eines Großraumflugzeuges eine wesentlich größere Stoßkraft aufzunehmen sein, und auch die erhöhte Penetrationswirkung größerer Triebwerks- bzw. Flugzeugteile von Großraumflugzeugen wird zu beachten sein. Auch die mitgeführten Kerosinmengen bei Großraumflugzeugen (bis zu 300 t) im Vergleich zu den bislang angenommenen 5 t Kerosin bei Militärmaschinen

schaffen neue Bedingungen für äußere Einwirkungen. Die erheblich größeren Brandlasten durch große Kunststoffmengen im Großraumflugzeug kommen hinzu.

So wird statt der bisherigen Spezifikation für Brandeinwirkung – Flammentemperaturen von 800°C über eine Dauer von einer halben Stunde – mit wesentlich höheren Flammentemperaturen und längeren Branddauern zu rechnen sein.

Bei dem Weg der direkten Endlagerung abgebrannter Brennelemente ist die hier angesprochene Problematik wesentlich einfacher zu beherrschen als bei WAA+P+T. Zwischenlagerbehälter sind gegen diese Einwirkungen ausgelegt, auch die Gebäude können durch unterirdische Anordnung gesichert werden.

Auch angenommene extreme Erdbebenbelastungen, die über die heutigen Annahmen hinausgehen, führen zu sehr unterschiedlichen Anforderungen an die Prozessschnitte bei den Entsorgungswegen Direkte Endlagerung und WAA+P+T.

Im Hinblick auf Terroranschläge und extreme Erdbebeneinwirkung sind daher insgesamt die beiden Entsorgungswege sehr unterschiedlich zu bewerten. Der Schutz der Prozessanlagen bei WAA- sowie P+T-Anlagen macht hohe technische Aufwendungen gegen derartige extreme Einflüsse notwendig. Dies wird sich in erhöhten Kosten für die Durchführung dieser Prozessschritte niederschlagen.

## 10. Stand der Technik

Die verschiedenen Verfahrensschritte bei den Entsorgungsoptionen weisen einen unterschiedlichen Stand der Technik auf (siehe Tab. 2).

Die Kompaktlagerung abgebrannter Brennelemente im Reaktorschutzgebäude für einige Jahre wird in praktisch allen Leichtwasserreaktoren seit Jahrzehnten durchgeführt. Dieses Verfahren ist auch in vielen Ländern noch in Gebrauch, um abgebrannte Brennelemente längerfristig zwischen zu lagern. Auch als Eingangslager für Wiederaufarbeitungsanlagen wird dieses Lagerprinzip seit langer Zeit verwendet. Die Technik der Lagerung im Wasserbecken ist insgesamt als technisch voll etabliert und bewährt anzusehen.

Die trockene Zwischenlagerung abgebrannter Brennelemente in Guss- oder Stahlbehältern ist ebenfalls seit mehr als 2 Jahrzehnten im erfolgreichen Einsatz [14], [15]. Auch Glaskokillen, die als besonders günstig für die Aufnahme von hochradioaktiven Reststoffen angesehen werden, lassen sich vorteilhaft in Gussbehältern transportieren und für lange Zeiten zwischenlagern. Diese Lagertechnik ist genehmigt und wird in zunehmendem Umfang praktiziert. Auch hierbei kann von einer etablierten Technik gesprochen werden.

Verfahrensschritt	Zeitdauer der Anwendung [a]	Beurteilung	Bemerkung
Brennelement-zwischenlagerung	50 ... 100	entwickelt + im Einsatz	kann noch weiter verbessert werden (physischer Schutz)
Brennelement-konditionierung	1	entwickelt	kann noch weiter verbessert werden
Brennelement-endlagerung		nahezu entwickelt	praktisch nicht nachweisbar
Wiederaufarbeitung	1	entwickelt + im Einsatz	Trennschärfe kann noch verbessert werden
Partitionierung	1	in Entwicklung	Trennschärfe muss noch verbessert werden
Glaskokillenherstellung	1	entwickelt + im Einsatz	Behälter können noch verbessert werden
Glaskokillen-zwischenlagerung	50...100	entwickelt + im Einsatz	kann noch weiter verbessert werden (physischer Schutz)
Glaskokillenenndlagerung	10 <sup>3</sup>	nahezu entwickelt	nachweisbar
Transmutation	1	Entwicklung notwendig	sehr komplexe Verfahrenstechnik

Tab. 2: Hinweise zum Stand der Technik bei wesentlichen Verfahrensschritten

Die Wiederaufarbeitung von abgebrannten Leichtwasserreaktor-Brennelementen wird seit Jahrzehnten erfolgreich praktiziert, das gleiche gilt für Verglasungsanlagen zur Herstellung von Glaskokillen mit HAW-Beladung. Konditionierungsanlagen zur Herstellung von endlagerfähigen Gebinden, die mit LWR-Brennstäben beladen sind, gelten als Stand der Technik, wenn auch eine kommerzielle Nutzung gegenwärtig noch nicht ansteht.

Damit kann insgesamt festgestellt werden, dass die Verfahrensschnitte zur Realisierung der Option „direkte Endlagerung abgebrannter Brennelemente“ bis hin zum geologischen Endlager verfügbar und überwiegend erfolgreich langzeiterprobt sind. Das gilt im Übrigen auch für abgebrannte Brennelemente anderer Reaktoren, z.B. von Hochtemperaturreaktoren. Auch der Entsorgungsweg über Glaskokillen mit HAW kann als etabliert angesehen werden.

Partitioning-Verfahren befinden sich noch in der Entwicklung. In Tab. 3 ist der heute industriell und im Labormaßstab erreichte Stand bei Wiederaufarbeitung und Partitioning wiedergegeben. Insbesondere die ausreichende Abtrennung von Np, Am und Cm muss demnach noch entwickelt werden. Die Höhe der erreichbaren Trennschärfe beeinflusst die Radiotoxizität im Endlager direkt nach Ablauf der Spaltprodukt- und Plutoniumphase. Aussichtsreiche Ansätze zur Realisierung der notwendigen Verfahrenstechniken sind vorhanden und versprechen das notwendige Ziel zu erreichen.

Völlig neuartige Entwicklungen sind im Bereich von Transmutationsanlagen durchzuführen. So werden Protonenbeschleuniger, Targeteinrichtungen, Blanketsysteme und spezielle Kühlsysteme zu entwickeln sein. Protonenbeschleuniger für die Bereitstellung hochenergetischer Protonen mit einer hinreichend großen Stromstärke werden auf der Basis in Betrieb befindlicher Spallationsanlagen für ausführbar gehalten.

Element	Anforderung	Erreicht	
		Industrie (PUREX)	Labor
U	< 0,1%	0,2%	< 0,1%
Pu	< 0,05%	0,2%	< 0,1%
Np	< 1%	40%	< 5%
Am	< 0,05%	100%	0,1%
Cm	< 0,05%	100%	< 0,1%

**Tab. 3: Schwermetallverluste bei Wiederaufarbeitung und beim Partitioning**

Allerdings ist im Hinblick auf die Steigerung der Stromstärke des Protonenstrahles etwa ein Faktor 50 erforderlich, um Größenordnungen, die für die Transmutation relevant sein werden, zu erreichen. Weiterhin muss der Wirkungsgrad dieser Anlagen, d.h. das Verhältnis von Strahlenergie zu eingesetzter elektrischer Energie, verbessert werden. Ein kontinuierlicher Betrieb mit hoher Anlagenverfügbarkeit ist eine weitere unverzichtbare Anforderung an die Beschleunigeranlage und die sonstigen Komponenten des Transmutationsystems. Die Auslegung wirft neuartige Fragen im Hinblick auf Kühlung und Gestaltung auf. Hier kann auf Erfahrungen bei der Technik schneller Brutreaktoren zurückgegriffen werden. Die Entwicklung von Bleikreisläufen hat mit umfangreichen Testeinrichtungen begonnen. Das Protonenfenster stellt eine besonders sensitive Komponente jeder Spallationsanlage dar. Hier kommt es auf hinreichend lange Standzeiten und Techniken zum schnellen Auswechseln dieses Bauteils an. Verschiedene Lösungen für dieses Problem werden derzeit untersucht. Im Blanket der Transmutationsanlage sollen die Aktiniden möglichst effektiv umgewandelt werden und dies erfordert neuartige Brennstoff- bzw. Brennelementkonzepte. Verschiedenartige Vorschläge zur Gestaltung und Auslegung dieser Elemente sind bekannt und werden teils einer praktischen Überprüfung zugeführt.

Generell sei darauf hingewiesen, dass Transmutationsanlagen im Grundsatz eine neue Nuklear-technik darstellen und viele Fragen, wie z.B. das Betriebs- und Regelverhalten und insbesondere auch das Störfallverhalten noch grundlegende Analysen und Nachweise notwendig machen.

Im Hinblick auf den Stand der Technik der Endlagerung hochradioaktiver Reststoffe in geologischen Formationen ist folgendes anzumerken:

Die Herstellung der Endlagerbergwerke ist seit langem Stand der Technik. Dies gilt sowohl für die Endlagerung in Salzstöcken als auch im Granit. Die Handhabung kleinerer Gewichte, wie z.B. Pollux-Behälter zur Aufnahme von abgebrannten Brennelementen oder ähnlicher Behälter für Glaskokillen ist erprobt und ohne Schwierigkeiten im Bergwerk durchführbar. Die Manipulation großer Behälter – bis zu 65t für die Aufnahme abgebrannter Brennstäbe vorgesehen und geplant – macht sicher noch spezielle Tests vor einer kommerziellen Nutzung notwendig.

Insgesamt gilt die direkte Endlagerung von abgebrannten Brennelementen derzeit als technisch durchführbar. Wegen der extrem langen Zeiträume der Lagerung sind Nachweise zum Langzeitverhalten allerdings praktisch nicht durchführbar und das Genehmigungsverfahren muss sich auf Annahmen, die zumeist aus technischer Sicht sehr plausibel sind und durch geologische Analogie belegt werden, stützen. Dies allerdings wird oft von Gegnern der Kernenergienutzung nicht anerkannt und daher ist derzeit keine generelle Akzeptanz für die Endlagerung erreichbar.

Die Endlagerung von Glaskokillen, die mit HAW beladen sind, wird durch die relativ kürzeren ( $10^4$  bis  $10^5$  a) notwendigen Nachweiszeiträume erleichtert. Bei Einführung von P+T-Verfahren werden die Bedingungen nochmals günstiger. Nach rund 1000 Jahren wird bei weitgehender Abtrennung der Aktiniden durch Partitioning und weitgehende Umwandlung der Isotope durch Transmutationsverfahren die Radiotoxizität der Abfälle unter derjenigen des Uranerzes liegen. Technische Realisierung und Nachweis über diesen Zeitraum sind als gegeben einzuschätzen.

## 11. Gesamtbewertung

Die Gefahr von schwerwiegenden Störereignissen mit Spaltproduktfreisetzungen ist bei dem komplexen Verfahrensablauf von WAA und P+T viel eher gegeben als bei der direkten Endlagerung. Besonders wichtig im Hinblick auf die Akzeptanz einer gewählten Entsorgungstechnik ist daher die Beurteilung der damit verbundenen Gesamtrisiken.

Aus vorliegenden Risikostudien ist ablesbar, dass offenbar die Risiken der Kernenergienutzung ganz überwiegend durch die Kernkraftwerke und deren denkbare schwere Störfälle bestimmt ist; die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten schwerwiegender radiologischer Folgen ist bei Entsorgungsanlagen um mehrere Größenordnungen kleiner als bei Kernkraftwerken. Zwischenlager weisen z.B. demnach relativ geringe Risikobeiträge auf. Beim Vergleich der unterschiedlichen Entsorgungswege sind insbesondere die neu hinzukommenden Risiken durch Partitioning-Verfahren, Speicher für Spaltprodukte oder Aktiniden, sowie für Transmutationsanlagen zu ermitteln und zu bewerten.

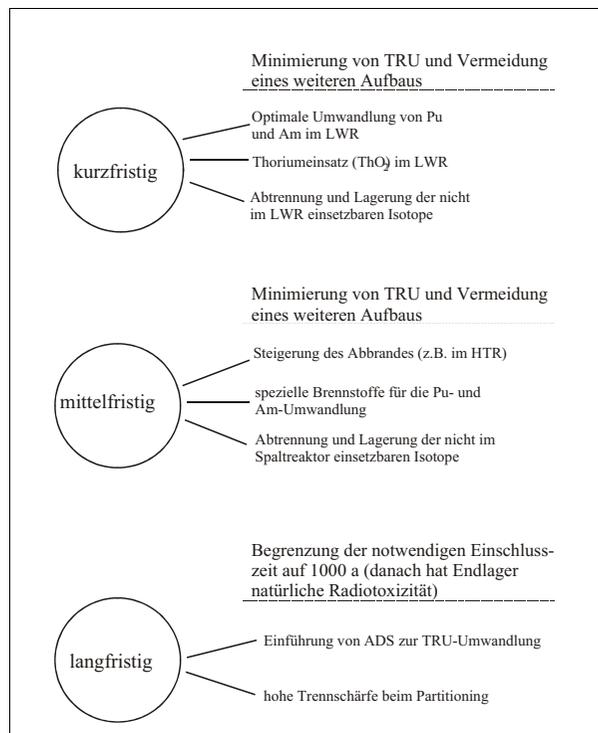
Der Frage der Höhe der Gesamtrisiken kommt damit bei der Beurteilung von Vor- und Nachteilen von P+T-Verfahren im Vergleich zur direkten Endlagerung insgesamt besondere Bedeutung zu:

- Die Radiotoxizität des Abfalls nimmt bei Durchführung von P+T-Verfahren stark ab; nach rund 1000 Jahren liegt sie unterhalb derjenigen von Uranerz.

- Die radiologischen Risiken bei der Durchführung komplexer Verfahren von WAA+P+T sind hoch, sie steigen mit dem Transmutationsgrad an. Dies sind Risiken, die unmittelbar bei der Prozessführung bestehen und nicht erst nach sehr langer Zeit während der Endlagerung möglicherweise auftreten können.

Auch im Hinblick auf die Gesamtkosten bestehen bei beiden Entsorgungswegen sicherlich erhebliche Unterschiede und es sind mehrere Parameter zu untersuchen, die diese Kosten beeinflussen. Es bestehen folgende Abhängigkeiten von der Zwischenlagerzeit der abgebrannten Brennelemente und vom Transmutationsgrad:

- Mit zunehmendem Transmutationsgrad steigen bei WAA+P+T die Umwandlungskosten und sinken die Endlagerkosten: eine Optimierung dieses Parameters ist notwendig.
- Mit zunehmender Zwischenlagerzeit steigen bei direkter Endlagerung abgebrannter Brennelemente die Zwischenlagerkosten und es sinken die Endlagerkosten. Auch hier ist eine optimale Zwischenlagerzeit zu finden. Sie wird mehrere Jahrzehnte betragen.



**Abb. 15: Mögliche Strategien für die Kernbrennstoffver- und -entsorgung (TRU = Transurane, ADS = Accelerator Driven Transmutation)**

Für die Vorgehensweise bei zukünftigen Ausrichtungen der Entwicklung und Realisierung von Brennstoff-Kreisläufen sei auf Abb. 15 verwiesen. Hier kann zwischen kurzfristigen, mittelfristigen und langfristigen Maßnahmen unterschieden werden.

Je nach Zeithorizont lassen sich damit Brennstoffwege realisieren, bei denen die Mengen an langlebigen radioaktiven Reststoffen immer kleiner werden, bis hin zur ADS-Strategie mit Begrenzung des Nachweises der Endlagersicherheit auf weniger als 1000 Jahre. Die Fragestellung der Nuklearen Entsorgung kann damit insgesamt ohne dauerhafte Belastung der Umwelt gelöst werden.

**Literatur**

- [1] G. Herrmann  
Radioaktive Abfälle – Probleme und Verantwortung  
Springer Verlag, Berlin/Heidelberg/New York, 1983
- [2] R. Odoj, P. W. Phlippen  
Ist die Transmutationstechnik ein Weg, die langfristigen  
Entsorgungsfragen zu lösen?, VDI-Berichte, Nr. 1271, 1998
- [3] KFK  
Radioaktivität und Kernenergie,  
Karlsruhe, 2001
- [4] H. Röthemeyer  
Endlagerung radioaktiver Abfälle  
VCH, Weinheim/New York/Basel/Cambridge, 1991
- [5] F. Baumgärtner  
Nukleare Entsorgung, Band I, II, III  
Thiemig Verlag, München, 1980
- [6] C. Keller, H. Möllinger  
Kernbrennstoffkreislauf, Band II  
Dr. A. Hüthig Verlag, Heidelberg, 1978
- [7] G. Rothetal  
Verglasung hochaktiver Abfälle  
Atomwirtschaft, 41. Jg., 1996, Heft 10
- [8] C. Rubbia et al  
Conceptual design of a fast neutron operated high power energy amplifier  
CERN/AT/95-44 (ET), 1995
- [9] OECD  
Actinide and Fission Product Partitioning and Transmutation  
Euratom Report, 18898, 1999
- [10] T. Bodewig  
Optimierte Umwandlung von Plutonium und Americium im Druckwasserreaktor,  
Dissertation RWTH Aachen, Febr. 2004

- [11] Jahresbericht PSI, 1992
- [12] H. P. Berg, T. Schäfer  
Stand von Wissenschaft und Technik auf dem Gebiet „Einwirkungen von außen“  
auf Kernkraftwerke, Bfs, Dez. 1992
- [13] VDI  
Die Sicherheitstechnische Auslegung von Kerntechnischen Anlagen in Deutschland  
gegen Terrorismus, Stellungnahme, Düsseldorf, Nov. 2001
- [14] Deutsches Atomforum, Kerntechnische Gesellschaft, VP Gesellschaft Bautechnik,  
VDI Gesellschaft Energietechnik, Standortnahe Zwischenlager,  
Inforum Verlag, Bonn, 2001
- [15] RSK, FZ Jülich:  
Zwischenlager-Workshop, Jülich, Januar 2001



## DER "EUROPEAN PRESSURIZED WATER REACTOR" (EPR) UND SEIN SICHERHEITSKONZEPT

U. Krugmann

Framatome ANP GmbH, Erlangen

### 1. Zusammenfassung

Es wird ein Überblick über die Entwicklung des EPR gegeben. Die der Entwicklung des EPR zugrunde liegenden Ziele werden aufgeführt. Wesentliche Anlagendaten werden zusammen mit den entsprechenden Vergleichsdaten der Referenzanlagen N4 und Konvoi zusammengestellt.

Das Sicherheitskonzept des EPR ist wesentlich geprägt durch die Genehmigungsanforderungen an die Reaktoren der nächsten Generation. Die Entwicklung dieser Genehmigungsanforderungen wird aufgezeigt und wesentliche Merkmale der Genehmigungsanforderungen an Reaktoren der nächsten Generation werden dargestellt.

Es werden wesentliche Elemente des Sicherheitskonzeptes des EPR im präventiven und mitigativen Bereich dargestellt.

### 2. Zeitliche Entwicklung des EPR

Die Anfänge der Entwicklung des EPR gehen zurück in das Jahr 1989, als die Siemens AG und die FRAMATOME S.A. die Tochter Nuclear Power International (NPI) zur gemeinsamen Entwicklung eines Druckwasserreaktors (DWR) der nächsten Reaktorgeneration gründeten.

Zunächst wurden bis 1991 die wesentlichen Konzepteigenschaften des so genannten "Common Products" zwischen Siemens und Framatome festgelegt.

Seit 1991 wurden die französischen und deutschen Kernkraftwerksbetreiber (EDF, RWE, PreussenElektra, Bayernwerk, EnBW, ...) in die Konzeptfindung integriert.

Von 1995 bis 1997 wurde der Basic Design des EPR gemeinsam von EDF, den deutschen Kernkraftwerksbetreibern sowie den Herstellern Framatome und Siemens durchgeführt. Seit 1997 wurde in mehreren Anlagen-Optimierungsphasen im Betreiberauftrag der Basis Design des EPR fortgeführt.

Am 18.12.2003 wurde von Teollisuuden Voima Oy (TVO) der Auftrag zur Errichtung eines ersten EPR in Olkiluoto/Finnland erteilt.

### 3. Entwicklungsziele des EPR

Die maßgeblichen Entwicklungsziele des EPR waren:

- Wettbewerbsfähigkeit im Vergleich zu Kohle und Gas
- Genehmigungsfähigkeit für eine zukünftige Anlage in Deutschland und Frankreich.

Insbesondere auf das zweite Entwicklungsziel wird im Weiteren noch näher eingegangen, so dass an dieser Stelle nur der Aspekt der Wettbewerbsfähigkeit ausgeführt werden soll.

Type of plants	N4	EPR OL3	KONVOI
Core thermal power (MWth)	4250	4300	3850
Electrical output (MWe)	1475	≈ 1600	1365
Number of loops	4	4	4
N° of fuel assemblies	205	241	193
Type of fuel assemblies	17x17	17x17	18x18
Active length (cm)	427	427	390
Total F.A. length (cm)	480	480	483
Rod linear heat rate (W/cm)	179	155	167
N° of control rods	73	89	61
Total flowrate (kg/s)	19420	22245	18800
Vessel outlet temp. (°C)	330	328.1	326
Vessel inlet temp. (°C)	292	295.5	292
S.G.: heat exch. Surface (m <sup>2</sup> )	7308	7960	5400
Steam Pressure (bar)	73	78	64.5

Abb. 1: Wesentliche Anlagendaten

Es ist ein bekanntes Phänomen, dass mit steigender Blockgröße die spezifischen Anlagenkosten zurückgehen. Dies hat in der Vergangenheit zu Blockgrößen von 1400 bis 1500 MWe geführt. Der EPR reiht sich in diese Tradition ein und sieht eine Blockgröße von 1600 bis 1800 MWe vor. Aufbauend auf den französischen Erfahrungen mit Anlagenserien ist zur Reduzierung der „First of a Kind“-Kosten eine Standardisierung des EPR vorgesehen.

Hohe Anlagenverfügbarkeit (ca. 93 %) soll durch Minimierung der Stillstandszeiten erreicht werden.

Selbstverständlich müssen Betreiberanforderungen hinsichtlich betrieblicher Flexibilität (Lastfolgebetrieb, Brennelementeinsatz) berücksichtigt werden.

Die Auslegungslbensdauer des EPR wurde auf 60 Jahre festgelegt, eine Zeit, die bei Lebensdauererweiterungen bei bestehenden Anlagen schon erreicht wird.

All diese Forderungen sollen im Wesentlichen dadurch erreicht werden, dass der EPR auf bewährter Technologie aufbaut und eine evolutionäre Weiterentwicklung der erfolgreichen Reaktorlinien N4 und Konvoi darstellt. Diese evolutionäre Weiterentwicklung auf der Basis von N4 und Konvoi spiegelt sich in den wesentlichen Anlagendaten (vgl. Abb. 1) wieder.

Einen Überblick über die wesentlichen verfahrenstechnischen Systeme des EPR gibt Abb. 2, einen Überblick über die Gebäudeanordnung des EPR Abb. 3.

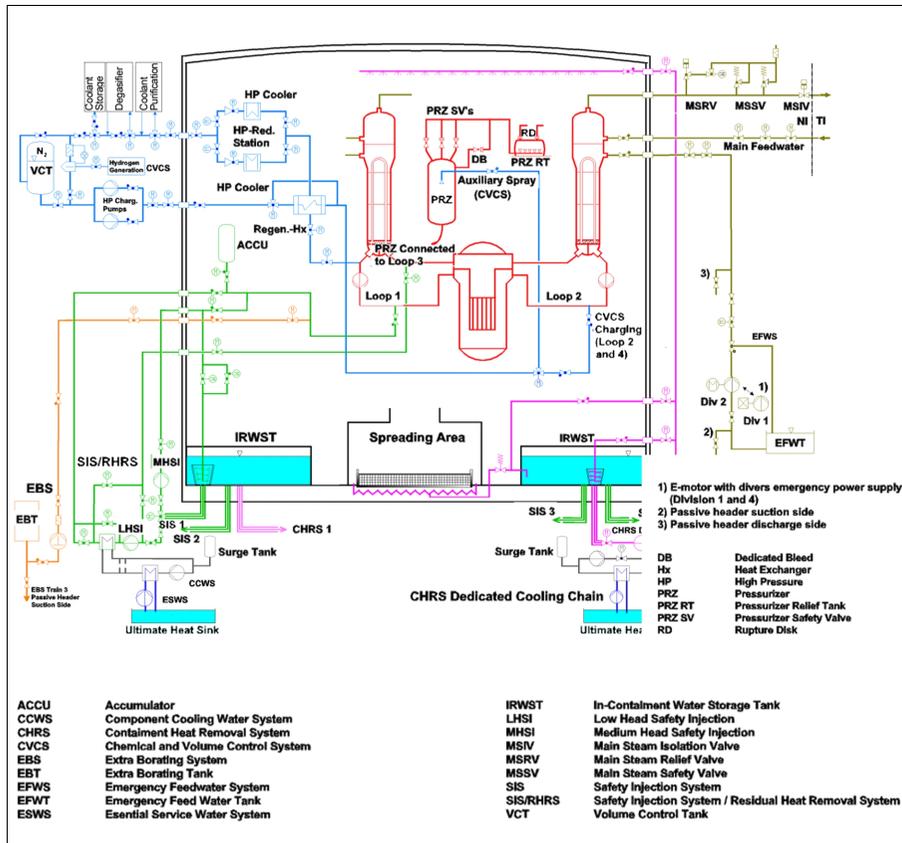


Abb. 2: Fluidsysteme des EPR

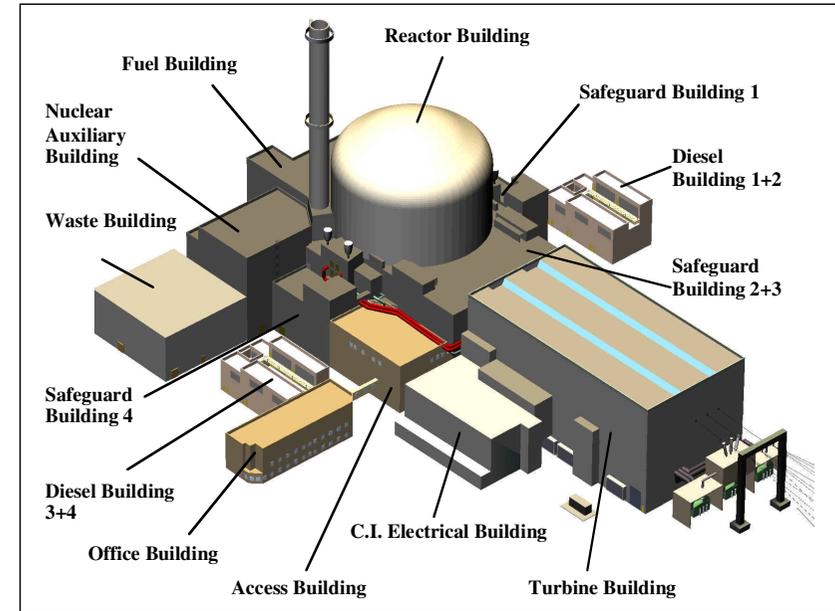


Abb. 3: Gebäudeanordnung des EPR

### 3. Genehmigungsanforderungen an die nächste Reaktorgeneration

Die Entwicklung des EPR wurde begleitet von einer Bewertung des Anlagenkonzeptes durch die deutschen und französischen Genehmigungsbehörden BMU und DSIN, deren Beratergremien Groupe Permanent Réacteur (GPR) und Reaktorsicherheitskommission (RSK), sowie deren Expertenorganisationen Institute de Protection et de Sureté Nucleaire (IPSN) und Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS).

Von 1993 bis 2000 erfolgte diese Design-begleitende Bewertung, von 1998 an ohne weitere Mitwirkung von BMU und RSK, allerdings unter weiterer Einbindung ehemaliger RSK-Mitglieder und der GRS.

Im November 2000 wurden die vielfältigen Beratungsergebnisse in den „Technical Guidelines for Future PWRs“ zusammengefasst /1/.

Eine detaillierte Darstellung dieser Technical Guidelines würde den Rahmen dieses Vortrages sprengen. Daher soll nur auf die grundlegenden und wesentlichen Prinzipien hingewiesen werden:

1. GPR und RSK bestätigen den evolutionären Ansatz des EPR: Es sollen Betriebserfahrungen aus laufenden Anlagen genutzt und auf den "Lessons Learned" aus dem Betrieb der Anlagen aufgebaut werden.
2. Es sollen innovative Elemente auf der Basis der Sicherheitsforschung der letzten ca. 15 Jahre in das Anlagenkonzept einbezogen werden. Dies betrifft insbesondere die Forschung auf dem Gebiet der schweren Störfälle, die in den Jahren nach dem Tschernobyl-Desaster einen Schwerpunkt der Sicherheitsforschung darstellte.
3. Die Sicherheit soll auf allen Ebenen des "Defense in Depth"-Konzeptes verbessert werden. Dieses Konzept stellt die Grundlage für das Sicherheitskonzept moderner westlicher Leichtwasserreaktoren dar, siehe auch Abb. 4.

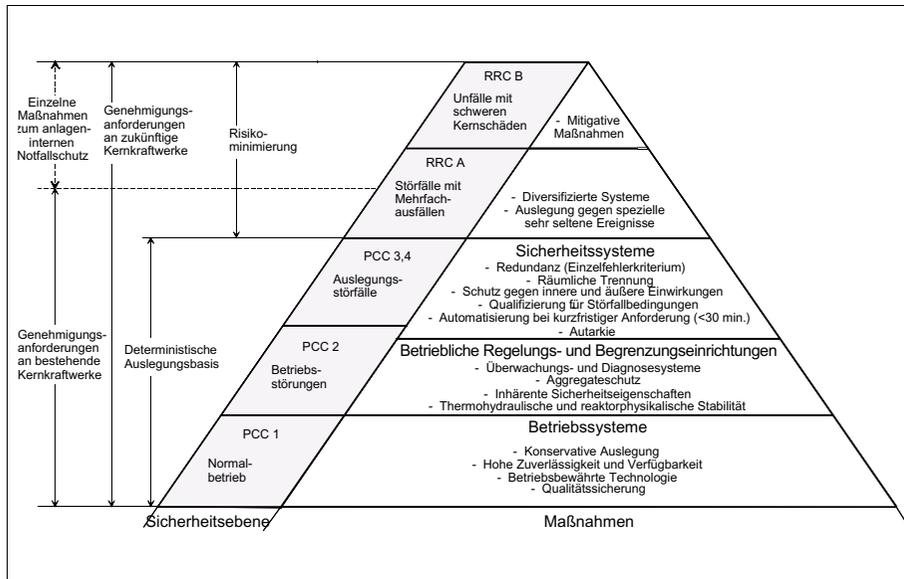


Abb. 4: Verbesserung des "Defense in Depth"-Konzeptes

#### 4. Sicherheitskonzept des EPR

Entsprechend den Empfehlungen von RSK und GPR soll im Folgenden beispielhaft auf wesentliche sicherheitstechnische Verbesserungen des EPR eingegangen werden.

##### 4.1 Verhinderung von schweren Störfällen

Die Sicherheitssysteme des EPR (vgl. Abb. 2) wurden im Vergleich zu existierenden Anlagen weiter vereinfacht. Ein Beispiel hierfür ist die Einführung des innen liegenden Flutbeckens (IRWST), das gleichzeitig bei Leckstörfällen die Sumpffunktion mit übernimmt und somit eine Umschaltung des Sicherheitseinspeisesystems von Flut- auf Sumpfbetrieb unnötig macht.

Die Sicherheitssysteme sind in der Regel 4-fach redundant aufgebaut (1 Strang wird als zufällig ausgefallen angenommen, 1 Strang wird als in Instandhaltung befindlich angenommen, 1 Strang wird als vom Störfall betroffen angenommen, 1 Strang übernimmt 100% Systemfunktion).

Sicherheitssystem	Diversitäres System	
Notspeisesystem und Frischdampfablestation	Primärseitige Druckentlastung über die Sicherheitsventile	+ Bespeisung durch die Mitteldruck-Sicherheitseinspeisung
Mitteldruck-Sicherheitseinspeisung	Schnelle sekundärseitige Druckentlastung	+ Druckspeicher-Einspeisung + Niederdruck-Sicherheitseinspeisung
Nachwärmeabfuhrsystem	geschlossenes Primärsystem: sekundärseitige Wärmeabfuhr	offenes Primärsystem: Mitteldruck-Sicherheitseinspeisung + Ausdampfen ins Containment
Brennelement-Beckenkühlung	Aufheizen und Verdampfen des Beckenwassers + Nachspeisen	
Notstromdiesel-	diversitäre kleine Diesel-	

Abb. 5: Diversifizierung von Systemfunktionen

Zur zusätzlichen Beherrschung von Fehlern aus gemeinsamer Ursache, die nicht völlig auszuschließen sind, werden Sicherheitssysteme weiterhin systematisch diversifiziert (vgl. Abb. 5).

Die redundanten Teilsysteme der Sicherheitssysteme werden räumlich getrennt aufgebaut, um so einen Grundschutz gegen interne Ereignisse wie Brand oder Überflutung zu erreichen, die gleichzeitig zum Anforderungsfall postuliert werden.

Sicherheitssysteme werden weiterhin gegen äußere Einwirkungen ausgelegt. Im Rahmen der deterministischen Auslegungsbasis des finnischen EPR-Projektes sind dies im Wesentlichen

- Sicherheitserdbeben,
- Absturz eines kleinen Sportflugzeuges.

Im Rahmen der Risikominimierung werden darüber hinaus

- der Absturz eines großen kommerziellen Flugzeugs,
- der Absturz eines schnell fliegenden Militärflugzeugs,
- die Explosionsdruckwelle aus einem möglichen Unfall in einer benachbarten Industrieanlage oder im Verkehr

berücksichtigt.

Beim Schutz gegen interne und äußere Einwirkungen wird weitgehend von der räumlichen Trennung der Teilsysteme der Sicherheitssysteme Kredit genommen (vgl. Abb. 6).

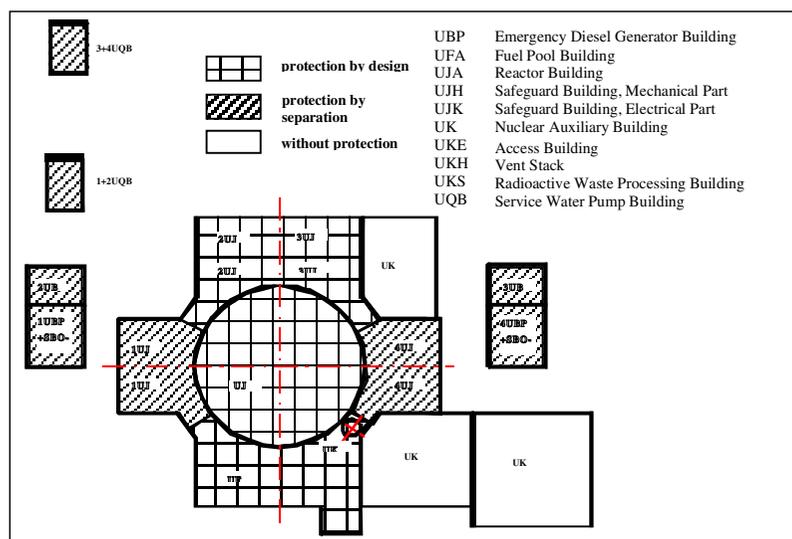


Abb. 6: Schutz gegen äussere Einwirkungen

Weitere Verbesserungen im präventiven Bereich betreffen

- die Verlängerung der Karenzzeiten für Störfallhandmaßnahmen durch vergrößerte Wasserinventare von Dampferzeugern und Druckhalter,
- die verbesserte Mensch-Maschine-Schnittstelle durch Einsatz digitaler Leittechnik,
- den systematischen Design-begleitenden Einsatz probabilistischer Methoden,
- die systematische Berücksichtigung von Störfällen bei abgeschalteter Anlage für die Auslegung.

## 4.2 Beherrschung von schweren Störfällen

Schwere Störfälle und die damit in Zusammenhang stehenden Phänomene werden bei der Auslegung des EPR systematisch berücksichtigt. Dies bezieht sich insbesondere auf folgende wesentlichen Phänomene:

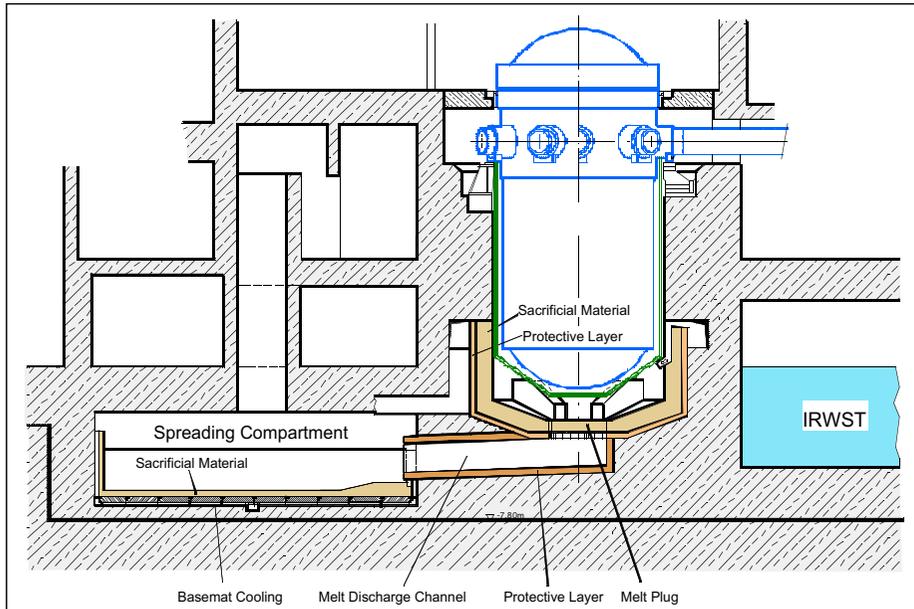
- Phänomene bei RDB-Versagen unter hohem Primärdruck,
- Wasserstoffverbrennungen,
- Schmelze-Wasser-Wechselwirkung,
- Schmelze-Beton-Wechselwirkung und Fundament-Penetration,
- langfristiger Containment-Druckaufbau durch Dampf und nicht-kondensierbare Gase.

Zur Verhinderung des RDB-Versagens unter hohem Druck besitzt der EPR manuell betätigbare Sicherheitsventile sowie eine spezielle primärseitige Druckentlastungseinrichtung für schwere Störfälle, die bei einer Kernaustrittstemperatur oberhalb 650 °C geöffnet werden. Hierdurch wird ein mögliches Containment-Versagen durch Bruchstücke oder "direct containment heating", sowie ein mögliches Folgeversagen von Dampferzeuger-Heizrohren mit der Folge eines möglichen Containment-Bypasses wirkungsvoll verhindert.

Zur Kontrolle des Wasserstoffes, der durch Zirkon-Wasser-Reaktion oder Schmelze-Beton-Wechselwirkung entsteht, wird ein großes freies Containment-Volumen vorgesehen, das globale Vermischungsvorgänge ermöglicht. Die primärseitige Druckentlastung erfolgt in die unteren Anlagenräume, wodurch eine weitgehend homogene Wasserstoffdurchmischung bei gleichzeitiger Dampf inertisierung erreicht wird. Der Wasserstoff selbst wird durch 47 katalytische Rekombinatoren in den Anlagenräumen und im Containment-Dom abgebaut. Hierdurch wird die globale Wasserstoffkonzentration unter 10% gehalten. Der AICC (adiabatic isochoric complete combustion)-Druck liegt jederzeit unterhalb des Containment-Auslegungsdruckes. Mögliche Verbrennungstemperaturen und -drücke werden bei der Auslegung des Containments und seiner Einbauten berücksichtigt.

In-vessel und ex-vessel Schmelze-Wasser-Wechselwirkung wurde eingehend analysiert mit dem Ergebnis, dass ein mögliches Containment-Folgeversagen auszuschließen ist.

Zur Stabilisierung der Schmelze und Verhinderung langfristiger Schmelze-Beton-Wechselwirkung und Fundament-Penetration besitzt der EPR einen Core Catcher (Abb. 7), der durch Wasser vom IRWST gekühlt wird.



**Abb. 7: Schmelzstabilisierung**

Die Wärmeabfuhr aus dem Containment erfolgt durch ein Sprühsystem mit externer Rezirkulation und Kühlung, das im Langzeitbereich auch zur einphasigen Kühlung des Core Catchers verwendet werden kann.

Der EPR besitzt ein Doppel-Containment mit Ringraum-Unterdruckhaltung. Das innere Containment hat einen Auslegungsdruck von 5,3 bar und eine Auslegungsleckage von 0,5 Vol %/Tag. Leckagen werden gefiltert über Kamin abgegeben. Hierdurch wird erreicht, dass anlagenexterne Notfallmaßnahmen wie Verbleiben in Häusern, Ausgabe von Jodtabletten, Evakuierung oder Umsiedlung vermieden werden können.

## 5. Ausblick

Mit dem EPR steht ein Produkt zur Verfügung, das wirtschaftlich und konkurrenzfähig gegenüber fossilen Kraftwerken ist. Dies wird eindrucksvoll durch die finnische Bauteilentscheidung demonstriert, die wesentlich auf kommerziellen Überlegungen basiert. Der EPR hat ein Anlagenkonzept, das die Sicherheits- und Genehmigungsanforderungen an die nächste Anlagengeneration erfüllt. Der EPR ist im Wesentlichen frei von CO<sub>2</sub>-Emissionen und kann damit einen Beitrag zum Klimaschutz leisten. Die nächste Bauteilentscheidung wird für den Herbst dieses Jahres erwartet.

## Referenzen

/1/ Technical Guidelines for Future PWRs,  
Common Report IPSN/GRS No 82,  
November 2000



## THEORETICAL UNDERSTANDING OF TRANSPORT IN FUSION PLASMAS

A.G. Peeters and the ASDEX Upgrade team

Max-Planck-Institut für Plasmaphysik, Garching bei München

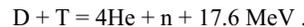
### Abstract

In this paper the theoretical understanding of transport in fusion plasmas is discussed. A few examples of key effects that are now understood are being presented. The theory is discussed in words without many details.

### 1. Introduction

Fusion has reached a crucial point in its development. A design has been made in which for the first time the energy production through fusion reactions should largely exceed the external heating, proving the feasibility of a fusion reactor. Although theory has played some role in reaching this design, many predictions are based on empirical scalings. Nevertheless, theory is making good progress in explaining some of the basic observations in fusion relevant plasmas, and is expected to play a more prominent role in the design of future machines. This paper discusses our understanding of transport in fusion plasmas on the basis of some well chosen examples.

The main practical goal in fusion research is to provide an energy source for the future. This should be accomplished through the controlled fusion of light elements releasing large amounts of binding energy. Because of its most favourable cross section at moderate (10 keV) temperatures the reaction between Deuterium and Tritium is currently favoured



Although Tritium has a relatively short life time and does not occur in large quantities in nature it can be bred using the neutron produced in this reaction to cause a second reaction with a Lithium atom. There is, therefore, a large amount of fuel available in nature. Due to the large coulomb interaction it is, however, difficult to obtain this reaction in a controlled way. Temperatures of the order of 10 keV are needed (at which the matter is fully ionized, i.e. a plasma), which due to their large thermal velocities can rapidly escape from the plasma. Two concepts are being investigated, inertial confinement and magnetic confinement. In this paper only the latter will be discussed.

The idea behind magnetic confinement is simple enough. If a magnetic field is applied then the motion of the charged particles perpendicular to the field is limited to the radius of the Larmor orbit. This for typical reactor parameters is only a few mm, whereas the device has a size of several meters. Therefore the particles are well confined perpendicular to the magnetic field. Still, of course, the motion along the magnetic field is not hindered by the Lorentz force, and one must use a field configuration in which the field lines go around but never touch the wall.

Because of the divergence free nature of the magnetic field, the simplest configuration in which this can be achieved has the shape of a donut with a symmetry around the main axis. This concept is used in the tokamak, which is the most developed device to obtain controlled fusion. The tokamak is shown in Fig. 1. Its magnetic field is generated from the outside using toroidal field coils as well as internally through the use of a plasma current which generates a poloidal magnetic field. The field lines therefore wind helically around the torus. Best confinement is achieved if these magnetic field lines map out nested toroidal surfaces, the so called flux surfaces.

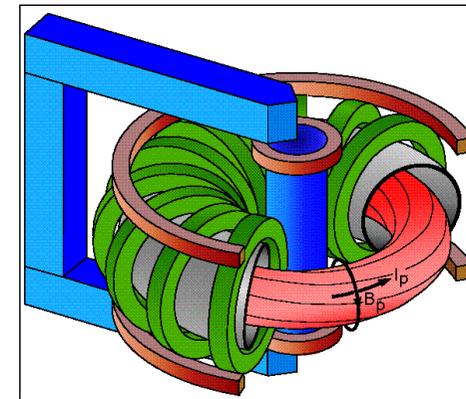


Fig. 1: The tokamak concept

Besides the practical goal, fusion research has a large spin off in high temperature plasma physics. The parameters needed for fusion (density  $10^{20}$  particles per  $m^3$  and temperatures of around 10 keV embedded in a magnetic field of several Tesla) are unique in man made devices. They do occur, however, frequently in astro-physical systems, which of course are much more difficult to observe, not too speak of influence. Theory developed and tested for fusion plasmas is of great importance to astro-physics.

There has been a continuous effort in fusion research for many decades. The first results were disappointing because the radial transport of energy and particles was much larger than expected. Nevertheless, in the Joint European Torus (JET) one has now reached the point of

break-even, i.e. the plasma parameters are such that the same amount of energy would be produced through fusion reactions as is used through external heating. Part of the research on fusion is done in the Max-Planck-Institute for Plasma Physics in Garching near Munich. The tokamak available in this institute is ASDEX Upgrade, and several results of this machine will be shown.

Using the energy confinement results from the machines all over the world, it has been possible to make an empirical scaling. With this scaling the next device ITER has been designed. ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor) is projected to produce ten times more power through fusion reactions than is used for external heating of the plasma. The physics of this experimental reactor design is well worked out, and it is now a political decision whether it will be build or not.

The fact that one has used empirical scaling laws to determine the energy confinement in ITER, already shows that this can not be calculated from first principles. The energy confinement is a long outstanding problem in fusion. For many decades it is believed to be caused through turbulent fluctuations that are generated by micro-instabilities. However, even a qualitative description of the observed phenomena was missing for many decades. This has changed in recent years, and some examples of this will be given in this paper.

There are far more problems that theory has dealt with and that are not discussed in the paper. Among them are large scale instabilities, heating and current drive, the effect of fast particles (for instance the alpha particles which have an energy of several MeV) on instabilities, scrape-off layer physics and plasma wall interaction. The research has a multi-disciplinary nature and it is difficult to give a complete overview in a paper like this. We will therefore concentrate on the effects described in the previous paragraph.

The remainder of the paper is structured as follows. The second section introduces the particle orbit theory necessary to understand the following sections. The next section then gives an example of the progress in understanding of the turbulent state and the energy confinement. Finally the possibility to use physics insights to improve the performance are discussed, after which a short conclusion is given.

## 2. Particle orbits

Because of the strong magnetic field used in fusion research the dominant force is the Lorentz force. This means that all forces perpendicular to the magnetic field are compensated by this force, which then leads to a (small) velocity of the plasma perpendicular to the field. Along the magnetic field the motion is free and because of the high temperature very fast. To understand the results of this paper one has to consider essentially three forces: the force due

to the electric field, the centrifugal force that appears through the combination of the fast parallel motion and the curvature of the magnetic field, and the mirror force ( $F = -$  magnetic moment times grad B) which is due to the change in the magnetic field. These three forces lead to a drift which for a tokamak can be written to be approximately

$$\mathbf{v} \approx v_{\parallel} \mathbf{b} + \frac{v_{\perp}^2/2 + v_{\parallel}^2}{\omega_c R} \mathbf{e}_z + \frac{\nabla \langle \Phi \rangle \times \mathbf{B}}{B^2}$$

$F = - \mu \nabla B$       Centrifugal force      Electric field

The first term on the right hand side is the fast parallel motion. The second is due to the combination of centrifugal and mirror force and points approximately in the vertical direction along the axis of symmetry. The last term is due to the electric field and is perpendicular to the gradient in the electric potential.

The mirror force also works in the direction of the magnetic field. Due to the toroidal curvature the magnetic field in the tokamak increases towards the magnetic axis, and the mirror force, therefore, leads to trapping of some of the particles (those with low parallel velocity) in the magnetic well on the outboard side of the surface. These particles are particularly sensitive to the drift. One can, however, show that the vertical drift does not lead to the escaping of particles from the plasma. Although the particle drifts away from the magnetic surface while it is above the equatorial plane, it drifts back when it is below this plane. More generally one can show that this exact cancellation is directly connected with the toroidal symmetry. The canonical toroidal angular momentum is conserved from which it can be derived that the particles can only have a small excursion from the flux surface.

## 3. Transport and micro-instabilities

To understand the turbulent transport we have to investigate the nature of the micro-instabilities. These instabilities are driven by the thermodynamic forces, and the toroidal variants are made possible through the drift velocity. As an example the Ion Temperature Gradient (ITG) will be discussed here. This mode can be explained in the following way. Assume that an ion temperature perturbation exists on the outboard side of the flux surface, as shown in Fig. 2. The drift velocity due to the magnetic field inhomogeneity is in the vertical direction and it can be seen from the equation above that its magnitude depends on the energy of the particles. Therefore, it is on average larger in the hot regions compared to the cold regions. This means that the averaged drift velocity is modulated in the vertical direction and leads to a compression of the ions in the surface region. An ion density perturbation is

generated that is 90 degrees out of phase with the temperature perturbation. Such a perturbation would suggest a charge separation, but this is in a plasma only possible on the small length scale of the Debye length. Basically, already small charge separations generate an electric field force that is very large and can not be balanced by any other force in the plasma. The plasma is therefore quasi-neutral and the electron density must follow the ion density. Here we will assume that the electrons react adiabatically, meaning that their response can be written as a Boltzmann factor containing the electric potential.

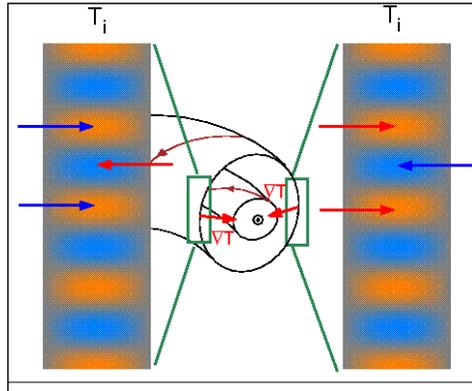


Fig. 2: Schematic picture of the ITG instability

The result of this approximation is that a potential is generated that is in phase with the density perturbation. This potential then leads in turn to an ExB drift which can be shown to be such that hot plasma is moved from the inside into the hot regions and cold plasma is moved into the cold regions. The initial perturbation is enhanced and the plasma is unstable. On the inboard side of the tokamak the temperature gradient points in the opposite direction and the mode is stable. Therefore, the toroidal variant of the ITG balloons on the outboard side of the flux surface. In general the size of the structures for the most unstable modes is of the order of the Larmor radius, which is much smaller than the machine size.

The modes that go linearly unstable grow until they are sufficiently strong to interact. At this point the plasma goes over into a turbulent state with many modes (both linearly unstable as well as stable ones) interacting. There are many turbulent systems in which the non-linear state has little to do with the linear state. Plasma turbulence in the core of the tokamak is however a state of weak turbulence. This means that the mode structures that appear in the non-linear state are largely the same as the linear state, and some of the properties of transport can be obtained from investigation of these mode structures, especially the phase relations between the different quantities. Of course to calculate the real flux one still has to estimate the saturation level of the instabilities. This is done in two ways, either by fitting to non-linear

simulations or through the so called quasi-linear theory. In the latter theory one assumes that the most unstable modes interact mostly with itself to generate the stabilization. Although this is a clear simplification, the fits to non-linear simulations are not available for models that contain all the necessary physics to describe particular situations.

Two other problems are of major importance. First, although the mode structures are largely unchanged, the dominant modes in the non-linear simulations do not necessarily have the same wave vector as the most unstable linear mode. In general one observes a shift towards larger wavelengths (although still within the range of the linearly unstable modes). This shift is not so large for the ITG, but can be larger in other cases. The second major problem is that in the non-linear stage large scale flows are generated which control (to some extent) the level of fluctuations, and therefore the transport fluxes. Such flows are never included in the linear models. From the discussion above it follows that the linear theory can never give us a complete picture of transport phenomena in tokamak plasmas. There is a strong need for non-linear computations. However, when applied carefully (with the guidance of non-linear theory) many physical phenomena can be understood on the basis of linear theory. These theories are often more transparent, and have furthermore the advantage that they can be applied to many more cases compared with the non-linear runs which are quite computer power demanding. A successful approach to the understanding of transport in tokamak plasma therefore incorporates both linear as well as non-linear investigations.

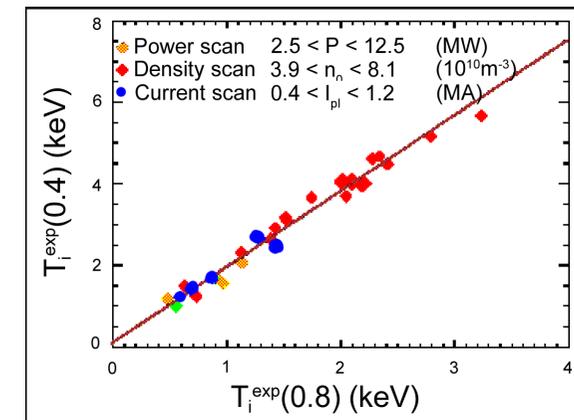


Fig. 3: Experimental central ion temperature against the temperature at the edge of the plasma for different scans in plasma parameters (density, current, power)

The ITG is dominantly driven by the ion temperature. And in the form in which it is explained above, it transports only ion heat. The description above, however, is not complete. If trapping of the electrons is introduced this mode transports also particles as well as electron heat. Trapping of the electrons makes a difference because the trapped particles can not move

along the field line over the entire surface. This makes that they do not have the adiabatic response that was previously used. The description above is also incomplete in another way. One might have the impression that the mode is unstable regardless the value of the ion temperature gradient (as long as it is pointing inwards). Several effects, however, lead to a threshold for the mode. This threshold is a threshold in the logarithmic derivative of the ion temperature

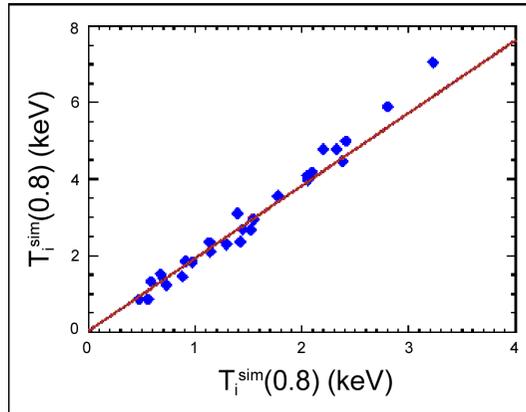


Fig. 4: Prediction of the ITG based models of the quantities also shown in Fig. 3. The line represents the experimental values

The toroidal ITG is a relatively strong instability. Above the threshold for the mode the transport increases strongly with  $R/L_t$ . Under experimental conditions, where the heating power is limited, this means that the threshold can not be exceeded by a large amount. If it would, then a large heat flux would be generated that relaxes the ion temperature profile towards the critical gradient on a short timescale. This leads to a particular prediction. Since it is the logarithmic derivative that is more or less fixed an integration over the radius shows that the temperature in the core of the plasma is proportional to the temperature of the edge (of course up to the point where this model can be applied which is roughly 80% of the radius). Increasing the edge temperature, which is much smaller than the core temperature, by a factor two will therefore also increase the central temperature by a factor two. This is of course in sharp contrast with a model with constant heat conduction coefficient in which the change in the core temperature would be simply that of the edge temperature (which is much smaller than the core temperature). This insight explains a long observed phenomena, namely that the temperature profiles are resilient. The profiles have a tendency to have the same shape independent of the position of the heating or the value of other plasma parameters. Graphically this can be shown by plotting the central ion temperature against the edge temperature, as shown in Fig 3. The model above would predict a straight line through the origin, which is indeed observed. The different quasi-linear models that are based on ITG

physics explain this behaviour also qualitatively relatively well. They allow for a prediction of the central ion temperature to within 20% when the boundary temperature is given (see Fig.4).

Besides the ion temperature profile also the electron temperature and particle density can be predicted relatively well, although not as good as the ion temperature. Electron heat is transported both by the ITG (if the influence of trapped electrons is considered) as well as the Trapped Electron Mode (TEM). Which of the two modes is dominant depends on the profiles of both temperatures as well as the density, and is to some extent controlled by which component is dominantly heated. Under dominant ion heating (and not too peaked density profiles) the ITG dominates and the electron heat transport is more or less proportional to the ion heat transport, i.e. not very sensitive to the electron temperature gradient. In this case the electron temperature gradient can be varied over a relatively large range. For this case the quasi-linear fluid models give a reasonable description of the experiment, although the deviation is larger than for the ion temperature. In the case of dominant electron heating (and not too high density) usually the Trapped Electron Mode dominates. This mode then has a threshold that depends on both the electron temperature gradient and the density gradient. Comparison of the linear growth rate of the TEM with the measured heat flux (using one arbitrary scaling parameter) agrees well. These comparisons point at a threshold as well as at a moderate stiffness for the electron channel (i.e. transport does not increase as strong above the threshold as for the ITG in these experiments, which is largely related to the often lower temperature). Both the ITG and TEM also transport particles which form a special case since they often exhibit an inward pinch, leading to peaked density profiles even in the absence of a central particle source. To describe this pinch well, another ingredient has to be included: the collisions. Again some features of the density profile can be explained qualitatively.

The above is a very short (and incomplete) summary of what is understood.

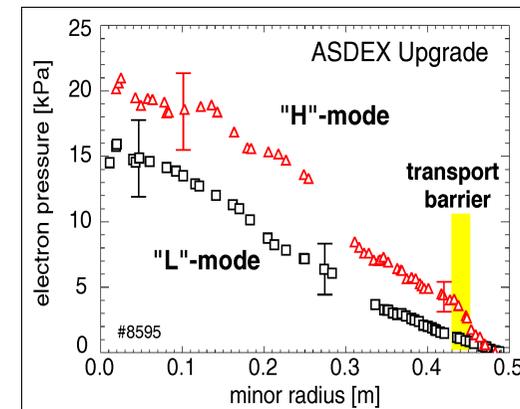


Fig. 5: Electron pressure profiles for the L- and the H-mode

It is important to point out that the models discussed here do not yet have a predictive power. This is due to the fact that they all use the measured edge temperatures and densities as boundary condition. The edge is a special case, because different instabilities dominate. In this region the turbulence is strong and the linear analysis lead to the wrong conclusions. The most famous example of this is the non-linear drift wave instability. In this cases the modes are linearly stable, but non-linearly unstable. It is clear that in this case any linear analysis fails completely. There is however, a second reason why the edge is difficult to describe. There are two basic modes of operation in the tokamak, the Low confinement mode (L-mode) and the High-confinement mode (H-mode). The latter distinguishes itself from the first through the existence of a steep gradient region in the edge of the plasma (for both temperatures and density) referred to as ‘transport barrier’. The two different modes are shown in Fig. 5. Although the reason for the occurrence of this barrier is generally accepted to be large shear flows, there is no good understanding of how these are generated, and consequently there is no good prediction of the boundary conditions on the top of the steep gradient region.

#### 4. Advanced concepts

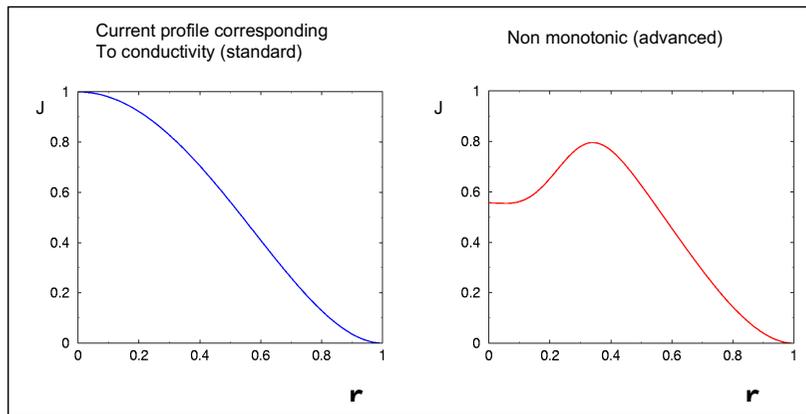


Fig. 6: ‘Standard’ and ‘advanced’ current density profiles

Advanced scenarios in the tokamak aim at an improvement of confinement and stability over the current predictions made for a reactor. Several improved scenarios are being discussed, but we will concentrate here on the internal transport barriers. In this scenario one aims at generating a region of improved confinement inside the plasma much in the same way as the H-mode barrier at the edge. Not surprisingly, also in this scenario large shear flows are expected to be important. Other than the H-mode the internal barriers, however, do not form spontaneously. Special conditions are necessary for it to occur. The shear flows under normal

conditions are not sufficiently strong, and other stabilizing effects on the mode are necessary to reduce the growth rate of the instability such that the shear flows can suppress them. This can be done through changes in the magnetic topology. Because of the current in the plasma the field lines are helical, and this helicity is measured with the so called safety factor,  $q$ . This safety factor is essentially the number of turns a field line makes in the toroidal direction during one complete poloidal turn. The safety factor varies as a function of radius due to the radial profile of the plasma current. And therefore the pitch of the magnetic field, which is measured by the magnetic shear,  $s$ , changes. Under normal circumstances the shear in a tokamak is positive because of the peaked current profile. If one however makes a hollow current profile the shear becomes negative over some region of the plasma, as shown in the Fig. 6. This has a profound influence on the instabilities.

The reason why the shear matters for the micro-instabilities, is that the dynamics parallel to the magnetic field can not be neglected. In our explanation of the ITG we took a 2D case localized on the low field side. The frequencies that we find for these modes, however, are comparable to the transit time of the ions along the magnetic field. This means that the structures in temperature and potential in fact are not local but extend along the magnetic field, and therefore feel the pitch of the field lines. Figure 7 shows how these structures change starting with a elongated structure at the low field side and propagating a certain distance along the magnetic field. Of course they are displaced in the poloidal direction due to the helical nature of the field lines. But since they have a radial extend and the pitch of the field line is different the displacement is not the same on every radial surface. It turns out that for positive shear the tilting of the structure is such that the structure remains more horizontal, whereas the tilting for negative shear is such that the structure becomes more vertical. Since the drift velocity is in the vertical direction, and since the compression of the particles due to the vertical drift is essential in the drive of the mode, the positive shear is more unstable compared with the negative shear.

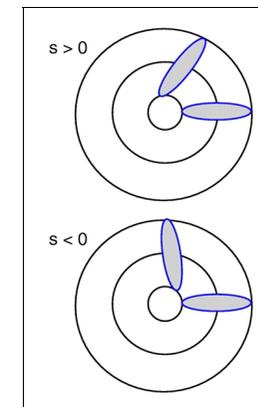


Fig. 7: Influence of the magnetic shear

Negative shear, however, does not occur naturally in the plasma. Currently it can be generated in the current ramp up phase. The current needs some time to diffuse into the plasma leading to hollow current profiles during and shortly after the current ramp up. Heating in the current ramp up phase can therefore be used to generate an internal transport barrier. The effect of this is shown in Fig 8. It can be seen comparing the temperature profiles of the L-mode and the internal transport barrier that the latter are much more steep in a localized region in the plasma, and consequently have a much better confinement. The magnetic shear as well as the velocity shear are thought to play an important role in the occurrence of this barrier but are surely not the only stabilizing mechanisms; the shift of the surfaces, the temperature ratio, as well as non-thermal ion populations are stabilizing as well. Also one should not have the impression that everything is perfectly understood. The triggering of the barrier is often not quantitatively explained by theory. Barriers propagate outward through a mechanism that is not perfectly understood.

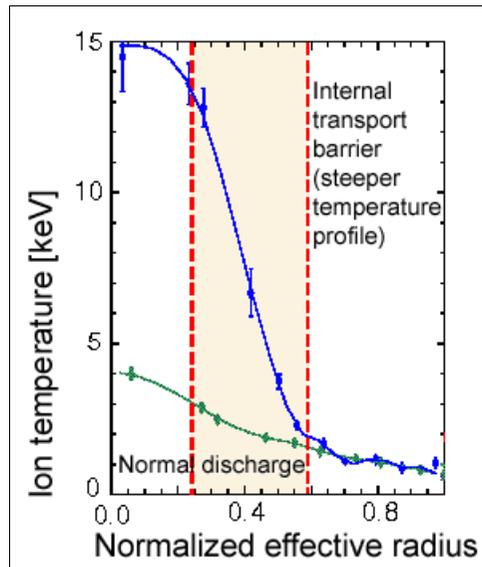


Fig. 8: Temperature profile of a transport barrier

Still the barriers could provide an attractive alternative for the operation of the reactor. The reason is that the improved confinement allows for the operation at lower current where a large fraction of the current could be provided by the so called bootstrap current. This current is a current that is generated by the radial gradient of the plasma pressure and must therefore not be provided through external means. It has the additional advantage that it is peaked off-axis and can therefore naturally provide for the hollow current profiles. It is hard to test such scenarios in current devices, and it must be said that the current experiments are far away

from convincingly showing the possibility of such a scenario. Nevertheless, this research is worth continuing since it could provide a steady-state tokamak reactor.

So far we have discussed only the results from tokamaks. This device is indeed the most advanced in terms of parameters that have been reached. But alternative devices have been suggested and built. The most prominent alternative is the stellarator, in which both the toroidal as well as the poloidal magnetic field are imposed from the outside. This is of course only possible in a non toroidally symmetric device. The advantage of a stellarator is that it can be operated in steady-state since no current has to be induced with a transformer coil like is the case in a tokamak. Furthermore, the current is a source of free energy which can lead to large scale instabilities, which are absent in the stellarator.

One of the disadvantages that the stellarator has had for many years though is that it did not confine the plasma well. Since there is no toroidal symmetry the confinement of the tokamak, in which the particles drift away from and back to the magnetic surfaces, no longer holds. For arbitrary fields the trapped particles would drift out of the machine and a reactor would not be possible. In this area theory has played an important role. It has designed magnetic field configurations that can be imposed from the outside with field coils and that do confine the particles. Essentially there are two ways to accomplish this. One is through the use of a quasi-symmetry. It can be shown that the particle orbits in the proper coordinate system depend only on the magnetic field strength and its gradients. Furthermore, if in this coordinate system the magnetic field has a symmetry the particle orbits are confined. One can choose either toroidal symmetry (tokamak like) or a helical symmetry.

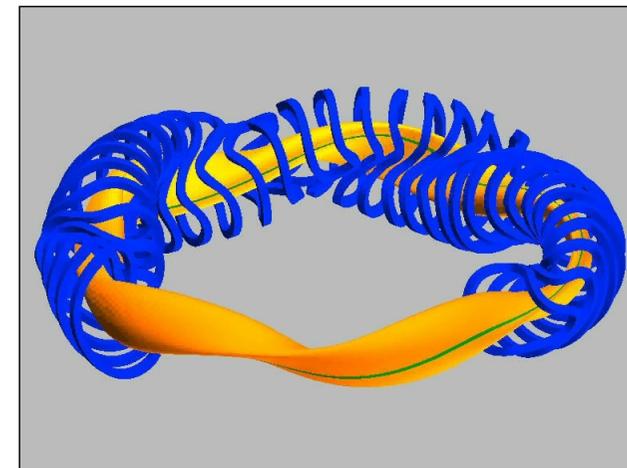


Fig. 9: W7X design

The second possibility to confine the particles sufficiently well is the use of the insight that can be obtained from the drift velocities. The most dangerous particles are the trapped particles because they do not move along the field and therefore do not average the drift velocity. If one makes the magnetic field configuration such that the particles are trapped in regions in which the drift velocity is small (or lies in the flux surface) good confinement can be obtained. This concept is used in the design of the W7-X stellarator which is currently being build in Greifswald, and is shown in Fig. 9. The simple explanation of how this machine works is as follows. The device essentially exists of 5 straight pieces that are put together. The radius of curvature of the magnetic field, and consequently the drift velocity, is large only in those regions in which one goes from one straight piece into the other. The magnetic field is furthermore chosen such that it is strong when the curvature is large. This means that the trapped particles are confined in the straight pieces where they undergo a small drift (that essentially lies in the flux surface). This design that relies heavily on a theoretical description should allow the stellarators to reach the same parameters as the tokamak, and should prove that they could indeed be a good alternative.

## 5. Conclusions

This paper gives only a few, and not very detailed examples, of our progress in the understanding of transport in fusion plasmas. Since it has been the challenging problem for decades the results are encouraging. It is expected that the combination of large computer simulations and insights into the physics of the modes, will reveal more effects in the near future.



**WINDENERGIE: ENTWICKLUNG ONSHORE UND OFFSHORE**

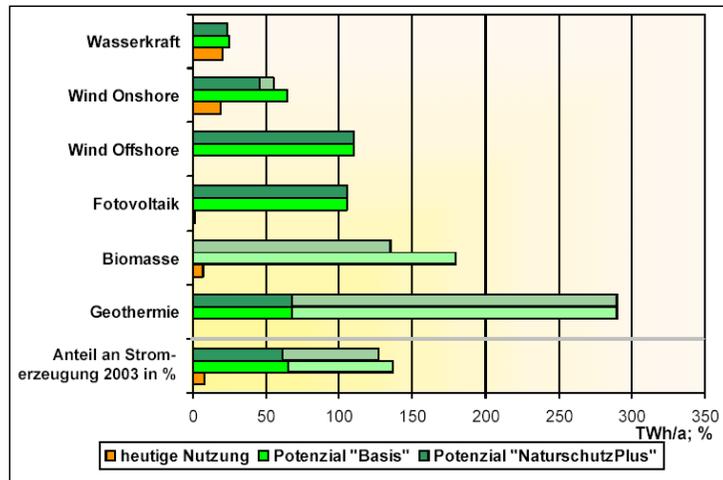
**Cornelia Viertl**

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin

Der übermäßige Verbrauch begrenzter Energieressourcen, die sich bereits abzeichnende globale Klimaveränderung, die Risiken der Kernenergienutzung und das extrem starke Gefälle des Energieverbrauchs zwischen Industrie- und Entwicklungsländern hat in Deutschland zu einem Umdenken in der Energiepolitik geführt. Ergebnisse dieses Prozesses sind z.B. das Leitbild „Nachhaltige Entwicklung“ [1], der Internationale Klimaschutz-Prozess [2] und die Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien.

**1. Zielsetzungen der Bundesregierung zum Ausbau der Erneuerbaren Energien**

Die Bundesregierung hat sich eine Reihe von Zielen zum Ausbau der Erneuerbaren Energien gesetzt. So ist z.B. in der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) [3] vorgesehen, dass der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis 2010 gegenüber 2000 auf 12,5 % verdoppelt und bis 2020 auf 20 % erhöht werden soll (Abb. 1). Deutschland leistet damit einen wichtigen Beitrag zum Ziel der EU, den Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch von 14 % (1997) auf 22 % (2010) zu erhöhen.



**Abb. 1: Potenziale zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Studie Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien, 2004, BMU)**

Die Bundesregierung hat sich ferner in der Nachhaltigkeitsstrategie das Langfristziel gesetzt, dass erneuerbare Energien in Deutschland bis Mitte des Jahrhunderts rund die Hälfte des Energieverbrauchs decken sollen. Eine solche Entwicklung setzt voraus, dass zum einen die Nutzung der erneuerbaren Energien kontinuierlich ausgebaut und zum anderen parallel der Energieverbrauch reduziert wird. Versorgungssicherheit im Energiebereich, vor allem durch heimische Energieträger wie z.B. regenerative Energien, gewinnt zunehmend einen hohen Stellenwert.

**2. Potenziale der Windenergienutzung**

Ausgehend von den in verschiedenen Regionen Deutschlands bis heute ausgewiesenen Eignungsflächen und unter Berücksichtigung spezifischer Belange des Naturschutzes wird angenommen, dass zukünftig insgesamt rund ein halbes Prozent der Fläche in Deutschland für die Windenergienutzung zur Verfügung stehen wird, wobei die Anteile in den Küstenregionen größer und im Binnenland deutlich kleiner sind [4]. Je nach Anlagengröße liegt damit das Ausbaupotenzial bei etwa 20.000 bis 25.000 MW. Bei dieser Abschätzung wurde das Repowering von Altanlagen bereits berücksichtigt.

Unter Repowering versteht man das Ersetzen von alten, leistungsschwächeren Windenergieanlagen durch leistungsstärkere Anlagen, die dem neuesten Stand der Technik entsprechen. Durch Repowering wird die Anzahl der Windenergieanlagen in Deutschland in Zukunft verringert, die Stromerzeugung gesteigert und zugleich werden die Auswirkungen auf Mensch, Natur und Landschaftsbild reduziert. Repowering ist aus den verschiedensten Gründen positiv zu bewerten. Neben der höheren Stromerzeugung und damit einhergehenden wirtschaftlichen Argumenten sprechen insbesondere die positiven Auswirkungen auf das Landschaftsbild und den Menschen für das Repowering. Der Leistungszuwachs durch Repowering zusätzlich zu der bisher installierten Leistung liegt bei rund 6.000 Megawatt [5].

Für die Windenergienutzung auf See sind von der Bundesregierung erste konfliktarme Flächen identifiziert worden, die als besondere Eignungsgebiete für Offshore Windparks in Betracht kommen [6]. Da es sich bei der Windenergienutzung auf See um einen großflächigen und langfristigen Eingriff in die Meeresumwelt handelt und die anlagenbezogenen Auswirkungen von Offshore-Windparks mangels praktischer Erfahrung nur mit Unsicherheit prognostiziert werden können, soll zur Wahrung des Vorsorgeprinzips ein stufenweiser Ausbau realisiert werden. Dabei setzt die Realisierung der jeweils nächsten Stufe ein positives und belastbares Ergebnis hinsichtlich der Umwelt- und Naturverträglichkeit voraus. Es wird davon ausgegangen, dass auf diese Weise bis 2030 eine Kapazität von 20.000 bis 25.000 MW erschlossen werden kann.

Es wird weiter davon ausgegangen, dass bis 2010 erst rund 3.000 MW Offshore-Windenergie installiert sein wird. Dies entspricht den derzeit jährlichen Aufstellungszahlen an Land. Es wird daher deutlich, dass die Offshore-Windenergie sich erst langsam entwickeln wird. Dabei ist in der Diskussion um die Offshore-Windenergienutzung zu berücksichtigen, dass die Projekte gegenwärtig noch mit großen technischen, wirtschaftlichen und auch rechtlichen Unsicherheiten verbunden sind. Aufgrund des geringeren Raumangebots als beispielsweise in Dänemark oder Schweden und der gesellschaftspolitischen Anliegen kommen in Deutschland besondere Standorte mit großen Wassertiefen und weiten Entfernungen zur Küste in Frage. Für diese liegen jedoch weltweit noch keine Erfahrungen vor.

### 3. Stand der Windenergienutzung in Deutschland

Ende 2003 waren in Deutschland 15.387 Windenergieanlagen mit einer Leistung von ca. 14.600 MW installiert (Abb. 2). Diese Anlagen produzieren in einem durchschnittlichen Windjahr rund 26 Mrd. Kilowattstunden (kWh) Strom (s. Abb. 1). Dies bedeutet Strom für rund 7,5 Millionen deutsche Haushalte (durchschnittlicher Stromverbrauch von 3.500 kWh pro Jahr). Der Beitrag, den die Windenergie zur Nettostromerzeugung in Deutschland leisten kann, liegt damit bei über 4 %.

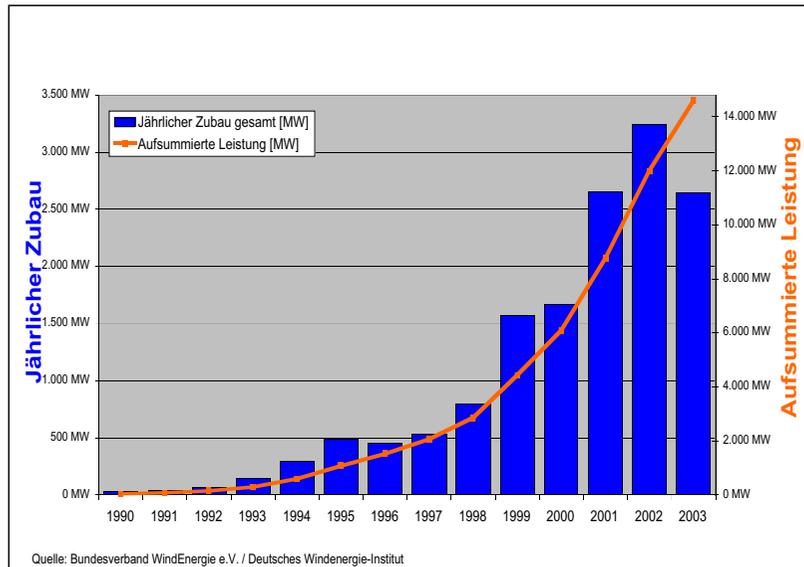


Abb. 2: Entwicklung der Windenergienutzung in Deutschland, Stand Ende 2003

2003 wurden 1.703 neue Windenergieanlagen mit einer Leistung von 2.645 MW installiert (Abb. 2). Damit ist es zu einem Rückgang bei der neuinstallierten Leistung in Bezug auf das Rekordjahr 2002 gekommen. In erster Linie ist diese Entwicklung auf eine Verknappung der Standorte an Land und auf noch nicht in größerem Umfang einsetzendes Repowering zurückzuführen.

### 4. Internationaler Vergleich

Im Hinblick auf die installierte Windleistung liegt Deutschland im internationalen Vergleich mit großem Abstand vor Spanien und den USA an der Spitze (Abb. 3). Etwa ein Drittel der weltweit installierten Leistung und etwa die Hälfte der in der EU installierten Leistung entfällt auf Deutschland. Innerhalb Europas erlebt die Windenergie einen deutlichen Aufschwung. Eine Reihe europäischer Staaten (z.B. Frankreich, Österreich, Portugal, Spanien, Tschechien) hat nach dem Vorbild des deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) inzwischen ähnliche Einspeise- und Vergütungsregelungen eingeführt oder arbeitet an der Implementierung solcher Regelungen. Die Entwicklung der Windenergiebranchen in den einzelnen Staaten zeigt deutlich, dass das deutsche Vergütungssystem sich als ein sehr effektives marktwirtschaftliches Instrument zum Ausbau der Windenergie erwiesen hat und sehr geeignete Rahmenbedingungen für alle beteiligten Akteure schafft.

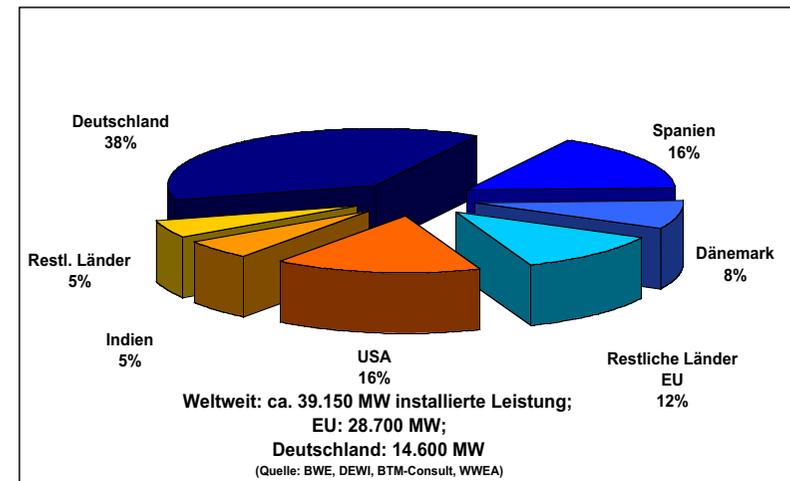


Abb. 3: Stand der Windenergienutzung weltweit, Ende 2003

## 5. Rechtliche Rahmenbedingungen der Windenergienutzung

Der Ausbau der Windenergie wird in erster Linie durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG, seit 1. 4. 2000 in Kraft) gesteuert, das die Netzbetreiber zur Abnahme des Stroms aus erneuerbaren Energien verpflichtet sowie Mindestvergütungssätze für Strom aus erneuerbaren Energien, so auch aus Windenergie, vorsieht. Bei den Mindestvergütungen, die die Netzbetreiber zu zahlen haben, wird die Vergütungshöhe nach Sparten der erneuerbaren Energien, nach Größe der Anlagen und bei Windenergie nach dem Windstandort differenziert. Planungs- und Investitionssicherheit werden durch feste Vergütungssätze pro eingespeister Kilowattstunde über eine garantierte Laufzeit von 20 Jahren gewährleistet.

Der Bundestag hat am 2.4.2004, fast genau vier Jahre nach dem Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), eine umfassende Novelle zur Förderung der erneuerbaren Energien verabschiedet. Die EEG-Novelle wird nun ein zweites Mal vom Bundesrat behandelt. Noch vor der Sommerpause soll das Gesetz in Kraft treten.

Die vom Bundestag beschlossene Fassung sieht folgenden Änderungen für die Windenergie vor: Der Basis-Vergütungssatz im Jahr 2004 wird um 0,5 Cent pro kWh im Vergleich zum Jahr 2003 gesenkt. Die Senkung des niedrigen Vergütungssatzes wirkt sich vor allem an sehr guten Küstenstandorten aus und soll eine potenzielle Überförderung vermeiden. Der Anfangs-Vergütungssatz wird um 0,1 Cent pro kWh gesenkt. Insbesondere für die Küstenstandorte sind Anreize für das Repowering vorgesehen. Die Degression für neue Anlagen wird von bisher 1,5% auf 2% erhöht, um Kostensenkungspotenziale optimal auszuschöpfen. Aufgrund der technologischen Entwicklung der Windenergienutzung der letzten Jahre ist davon auszugehen, dass der Ausbau der Windenergie trotz dieser reduzierten Vergütung weiter voranschreiten kann. Die Vergütungssätze für die Windenergienutzung auf See werden verbessert, die Degression bis 2007 ausgesetzt und abhängig von der Entfernung der Windparks von der Küste sowie von der Wassertiefe angepasst.

Mit Blick auf eine gesteuerte Erschließung der Windenergienutzung an dafür geeigneten Standorten wurde mit der Änderung des § 35 BauGB 1997 ein Planungsvorbehalt für die Ausweisung geeigneter Flächen in das Baugesetzbuch aufgenommen. Damit wurde bewirkt, dass nach Ausweisung von Windvorranggebieten in der Bauleit- oder Raumplanung Windenergieanlagen nicht mehr im Außenbereich errichtet werden können.

Der Ausbau der Offshore-Windenergienutzung soll umwelt- und natur- sowie volkswirtschaftlich verträglich gestaltet werden und stufenweise erfolgen. In der beschlossenen Novelle des Bundesnaturschutzgesetzes sind wichtige Neuregelungen für den Meeresnaturschutz in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) enthalten. Dies betrifft die Ausweisung von Schutzgebieten in der AWZ sowie Regelungen zu den besonderen Eignungsgebieten für Windkraftanlagen und zum

Genehmigungsverfahren nach der Seeanlagenverordnung. Technische sowie umwelt- und naturschutzbezogene Forschung soll den Ausbau der Offshore-Windkraftnutzung über die Startphase hinaus für einen längeren Zeitraum begleiten. Zur Wahrung des Vorsorgeprinzips soll ein stufenweiser Ausbau realisiert werden. Die Ausweisung der Eignungsgebiete in der AWZ und die Weiterentwicklung der Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See befindet sich in der Umsetzungsphase.

## 6. Nutzen für das Klima

Die in Deutschland installierten Windenergieanlagen haben im Jahr 2003 rund 18,5 TWh Strom produziert. Bedingt durch die Vorrangregelung für Einspeisung von Windenergie im EEG wird konventionelle Kraftwerksleistung durch den Windenergiestrom ersetzt. Die vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen können auf rund 15 Mio. Tonnen geschätzt werden. Dies entspricht rund 2% Anteil der CO<sub>2</sub>-Emissionen Deutschlands.

## 7. Wirtschaftlicher Nutzen

Der Umsatz der Windenergiebranche im Jahr 2003 betrug rund 3,5 Mrd. Euro. Es sind derzeit rund 120.000 Arbeitskräfte im Bereich der Erneuerbaren Energien beschäftigt.

Bei der Windenergienutzung an Land entstehen außerdem folgende Vorteile:

- Das lokale Gewerbe profitiert von Aufträgen beim Fundamentbau, der Errichtung der Netzanbindung, Wegeerschließungsmaßnahmen sowie von den dauerhaft notwendig werdenden Servicedienstleistungen (Wartungs- und Reparaturaufträge). Hier ergeben sich regionale Beschäftigungseffekte.
- Nach der Abschreibungsphase zahlen die Betreibergesellschaften an ihrem Firmensitz Gewerbesteuer.
- Die Standorte der Windenergieanlagen befinden sich i.d.R. auf landwirtschaftlich genutzten Flächen. Die Eigentümer erzielen durch Verpachtung der Flächen oder Verkauf Einkünfte.
- Durch die o.g. Einnahmen und besonders bei Bürgerwindparks oder Windparks, bei denen eine Beteiligung der Bürger vor Ort vorgesehen ist, wird die Wirtschaftskraft des ländlichen Raumes gestärkt.

Die Offshore-Windenergie ist eine große Chance für die norddeutschen Küstenregionen. Viele Wirtschaftsbereiche werden von einem Einstieg in die Offshore-Windenergienutzung profitieren:

- Dienstleistungsunternehmen und Handel, aber auch Werften, Stahlbauunternehmen und der Schiffbau.
- Es wird geschätzt, dass rund 10.000 Arbeitsplätze beim Bau und Betrieb der Offshore-Windparks entstehen können. Denn die Anlagen müssen gewartet, instand gehalten und repariert werden. Das sind anspruchsvolle Tätigkeiten.
- In den Küstenregionen entsteht eine Offshore-Industrie- und Dienstleistungsstruktur, z.B. sogenannte Offshore-Kompetenzzentren.

Nach Schätzungen des Verbandes Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA) ist bis 2030 mit Gesamtinvestitionen von mehr als 40 Mrd. Euro im Offshore-Bereich zu rechnen.

## 8. Kosten

Nach der Studie „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“ (DLR et al, BMU 2004) zeigt sich, dass die meisten Technologien der Erneuerbaren Energien bei Beibehaltung hoher Wachstumsraten bis zum Jahr 2020 ihre Kosten auf ein Niveau zwischen 30 und 60% der heutigen Kosten und im weitgehend ausgereiften Zustand (nach 2040) auf 20 bis unter 50% zu senken im Stande sind (s. auch Abb. 4).

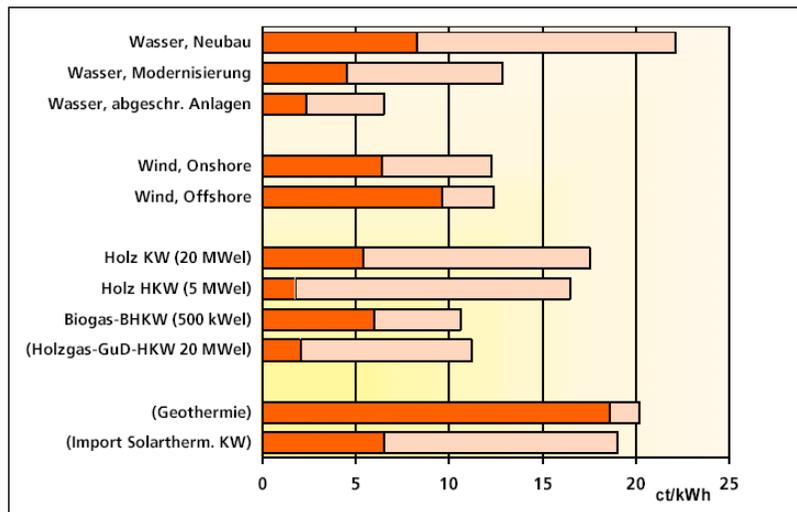


Abb. 4: Bandbreite der derzeitigen Stromerzeugungskosten aus erneuerbaren Energien (ohne Fotovoltaik mit 50 bis 80 cts/kWh). Quelle wie Abb. 1.

Ein direkter Vergleich der Kosten Erneuerbarer Energien mit denen der konventionellen Stromerzeugung sollte außerdem berücksichtigen, dass die externen Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erheblich niedriger als die der konventionellen Stromerzeugung sind. Werden externe Kosten der verschiedenen Energieträger und -systeme berücksichtigt, so ergibt sich aus dem EEG, und daraus insbesondere durch die Windenergienutzung, heute schon ein volkswirtschaftlicher Nutzen. Unter den externen Kosten versteht man hier in erster Linie die Kosten der durch Luftschadstoffe verursachten Umweltschäden sowie der Klimafolgeschäden. Nach einer Studie von Hohmeyer im Auftrag des Umweltbundesamtes liegen die netto vermeidbaren Kosten heute zwischen 2,4 und 19,9 Cent/kWh. Der Mittelwert für die eingesparten gesamtwirtschaftlichen Kosten beträgt danach rund 14 Cent/kWh. Damit liegt dieser Wert deutlich über den Einspeisevergütungen z.B. der Windenergie.

## 9. Netzintegration

Mit der verstärkten Nutzung der erneuerbaren Energien, und damit auch der Windkraft, wird es in Deutschland zu einer veränderten Kraftwerks- und Stromversorgungsstruktur kommen. Die anfallenden Schwankungen bei der Strombereitstellung aus Windkraft, bedingt durch zeitliche (saisonal, tageszeitlich) Luftdruckunterschiede (höchstes Potenzial in Deutschland im Winter) können durch den Aufbau großräumiger Verbundsysteme mit reaktionsschnellen, kleinräumigen Energiesystemen (virtuelle Kraftwerke) ausgeglichen werden.

Ein weiterer Schwerpunkt für die effiziente Nutzung der Windenergie sind Informationssysteme, die verlässliche Prognosen für den zu erwartenden Stromverbrauch und die Einspeisung durch Windkraft liefern. Durch solche Verfahren wird die notwendige Regelleistung reduziert.

Bei sehr großen Anteilen erneuerbarer Energien an der Energieversorgung tritt allmählich die Bereitstellung regenerativen Wasserstoffs als gut speicherbarer Energieträger in den Vordergrund. Er kann genutzt werden, um die Fluktuation der Strombereitstellung auszugleichen und um erneuerbare Energien für den Verkehrsbereich über den möglichen Beitrag biogener Kraftstoffe hinaus zu erschließen.

Für die Erarbeitung von Lösungsmöglichkeiten der Fragestellungen zur Integration von Windenergie in das Stromnetz wird die gemeinsam von Netzbetreibern und Erneuerbare-Energien-Branche in Auftrag gegebene Studie „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“ erstellt. Ziele der Studie sind die Entwicklung von Szenarien über den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien, eine optimierte Umstrukturierung des konventionellen Kraftwerksparks und die Erarbeitung einer

energiemäßiglichen Planung für eine stufenweise Entwicklung des Stromnetzes in Deutschland zur Anbindung und Integration von Windenergieanlagen bis zum Jahr 2020.

## 10. Ausblick

Nach einem Szenario [7] des Bundesumweltministeriums, das als Hintergrundpapier für die Novellierung des EEG erarbeitet wurde, kann die Wettbewerbsfähigkeit des Strommixes aus erneuerbaren Energien je nach Preisentwicklung am Strommarkt bereits in der nächsten Dekade erreicht werden. Diesem Szenario liegt auch ein Anstieg der Kosten der konventionellen Energien zugrunde. Dass diese Kosten steigen werden, ist an der derzeitigen Entwicklung des Ölpreises abzulesen, der wegen der anhaltenden hohen Nachfrage der USA, des stark wachsenden Bedarfs in Asien und der begrenzten Förderkapazitäten mittel- und langfristig erheblich über dem heutigen Niveau liegen dürfte [8]. Um die notwendige Entwicklung der erneuerbaren Energien auch langfristig voran zu bringen, sind umfassende flankierende und langfristig angelegte Politikmaßnahmen notwendig (s. auch Tabelle 1).

- Bis 2010: Energiepolitisch gestützter „Einstieg“ durch Zielvorgaben und wirksame, auf erneuerbare Energien zugeschnittene Instrumentenbündel;
- 2010 – 2020: „Stabilisierung“ des Wachstums bei allmählicher Einbeziehung der Unterstützung erneuerbarer Energien in Instrumente des generellen Klimaschutzes;
- 2020 – 2030: Vollwertige „Etablierung“ aller neuen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien mit optimierten Beiträgen in den einzelnen Verbrauchssektoren und beginnende Nutzung kostengünstiger Potenziale in ganz Europa und dem Mittelmeerraum mittels einer Verbundversorgung für Strom;
- 2030 – 2050: Beginnende „Dominanz“ erneuerbarer Energien in allen Bereichen der Energieversorgung und beginnende Verwendung von regenerativem Wasserstoff;
- Nach 2050: Fortschreitende „Ablösung“ der fossilen Energieträger und Etablierung einer vollständig auf erneuerbaren Energien beruhenden Energiewirtschaft u. a. durch den sukzessiven Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft.

**Tabelle 1: Fünfphasiges Programm des Ausbaus erneuerbarer Energien [4]**

## Literatur

- [1] Perspektiven für Deutschland – Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung (2002), BMU
- [2] Klimaschutz – global und lokal (Broschüre, Februar 2002), BMU
- [3] Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) – Text (Download über <http://bundesrecht.juris.de>); zum Stand der Novellierung: [www.erneuerbare-energien.de](http://www.erneuerbare-energien.de)
- [4] Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland (2004), BMU
- [5] Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz, Teil 1 (Studie, 2001), BMU und Seminar „Repowering in Deutschland – Praxiserfahrungen, Potenziale, Rahmenbedingungen“ am 17.3.2004, wab (windenergie agentur bremerhaven bremen e.v.), Bremerhaven
- [6] Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See (Bericht, 2002), BMU (Download über [www.erneuerbare-energien.de](http://www.erneuerbare-energien.de), 985 KB, auch Karten zu Nord- und Ostsee verfügbar)
- [7] Abschätzung der Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und finanzielle Auswirkungen (2004), BMU
- [8] „Erdöl wird nie wieder billig sein“, Interview der Berliner Zeitung mit Prof. Klepper, Institut für Weltwirtschaft, 21.5.2004



**DIE TECHNISCH-WIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNG DER WINDENERGIE:  
RÜCKBLICK AUF DIE LETZTEN ZEHN JAHRE  
UND AUSBLICK AUF ZUKÜNFTIGE ENTWICKLUNGEN**

**Andreas Düser**

Enercon GmbH, Vertriebsbüro Ense, Ense

## 1. Einführung

Die Windenergie spielt mittlerweile mit einem Anteil von knapp 6 % an der deutschen Stromversorgung eine ernstzunehmende Rolle. In einem durch die EEG-Gesetzgebung begünstigten Umfeld, hat sich die installierte Leistung rasant entwickelt. Allein innerhalb der letzten sechs Jahre hat sie sich auf ca. 15.000 MW mehr als versiebenfacht. Dabei wurden auch in der Anlagentechnik und -dimensionierung große Fortschritte erzielt. So kann der Jahresenergieertrag der Windenergieanlage (WEA) Enercon E-15 (Baujahr 1985) von der heute eingesetzten E-112 an einem einzigen Tag erzeugt werden.

Im Hinblick auf eine weiterhin dynamische Entwicklung der Windenergiebranche liegt das Augenmerk immer stärker auf der Integration der Windleistung in das bestehende Energieversorgungsnetz. Gerade bei einem zu erwartenden Windenergieanteil im zweistelligen Bereich müssen Maßnahmen ergriffen werden, um fluktuierende Winderzeugung in Einklang mit der Netzlast zu bringen. Weiterhin gilt es, der degressiven Entwicklung der Einspeisevergütung durch eine Senkung der Produktionskosten beizukommen.

## 2. Entwicklung der Anlagentechnik

Seit der 1985 zum ersten Mal erbauten E-15-Anlage von Enercon wurden enorme Fortschritte in der Anlagentechnik erzielt. Eine Funktion, die schon in der damaligen Anlage vorhanden war und noch heute zum Einsatz kommt, ist der drehzahlvariable Betrieb der WEA und somit des Generators. Durch eine indirekte Netzanbindung wird dem Generator und somit auch den Rotorblättern ermöglicht, die Drehzahl an die herrschenden Windgeschwindigkeiten anzupassen. Diese Funktionsweise führt einerseits zu einer Steigerung des Ertrags, vor allem aber verringert sie mechanische Belastungen auf die Anlage in Folge von Windböen und steigert die Netzverträglichkeit der WEA.

In Verbindung mit der vier Jahre später entwickelten Pitch-Technik, wird die Anpassung der Rotordrehzahl an die Windgeschwindigkeit noch weiter optimiert. Diese Technik ermöglicht die variable Verstellung der Rotorblätter und damit die Variation des Anströmwinkels des Windes, wodurch, im Gegensatz zu stall-geregelten (mit starren Rotorblättern) Anlagen, bei hohen Windgeschwindigkeiten der Strömungsabriss verhindert werden kann. Außerdem kann

durch exaktes Verstellen der Blätter die Leistung festgelegt werden, wodurch die Lasten minimiert und der Ertrag maximiert wird. Neben der Pitch-Regelung drückt sich der Fortschritt der ab 1989 gebauten E-32 durch eine Versechsfachung der Nennleistung auf 300 kW aus.

In der 1992 auf den Markt gekommenen E-40 beträgt die Maschinenleistung bereits 500 kW. Den entscheidenden Schritt in dieser Entwicklung stellt allerdings ein neues Generatorkonzept dar, das ein Konzept aus der Generatorentwicklung Ende des 19. Jh. aufgreift. Dabei wird der bisher verwendete Generator durch einen synchronen Ringgenerator ersetzt. Durch die Vervielfachung der Polpaare und die Vergrößerung des Durchmessers kann dieser Generator mit deutlich niedrigeren Drehzahlen betrieben werden, so dass es möglich wird die Nabe über den Achszapfen direkt mit dem Generatorrotor zu verbinden (Abb. 1). Damit entfällt auch der Einsatz von Wellen, die früher Nabe, Getriebe und Generator verbunden haben. Die Vorteile des neuen Konzeptes sind vielfältig. So verringern sich mit der Vermeidung von schnellrotierenden Teilen mechanische Reibungsverluste und Geräuschemissionen. Die Tatsache, dass der Generator einer modernen getriebelosen Anlage in zehn Jahren die gleiche Anzahl an Umdrehungen ausführt wie der Generator einer herkömmlichen Anlage in dreißig Tagen, macht deutlich, dass das neue Konzept die mechanische Beanspruchung der Bauteile deutlich senkt. Damit kann auf den Einsatz großer Ölmengen zur Reibungsverminderung verzichtet werden.



**Abb. 1: Beispiel einer modernen getriebelosen (Rotor/Generator) Anlage, die u.a. zu einer deutlichen Senkung der mechanischen Beanspruchung der Bauteile führt.**

Die folgenden Jahre sind geprägt durch eine rasante Entwicklung der Maschinenleistung. Die 1995 auf den Markt gebrachte E-66 ist mit einem Generator mit der Nennleistung von 1500 kW ausgestattet. Noch einen Schritt weiter geht die 2002 zum ersten Mal errichtete E-112 mit einer Nennleistung von 4500 kW. Mit der Maschinenleistung wächst auch der Rotordurchmesser der Anlage von 16 m (E-15) auf 113 m (E-112). Der Vergrößerung des Rotordurchmessers muss durch eine Steigerung der Nabenhöhe Rechnung getragen werden. Die Tatsache, dass die Windgeschwindigkeiten je nach Geländerauhigkeit mit der Höhe über dem Erdboden deutlich zunehmen, gibt einen weiteren Anreiz, die Nabenhöhe zu steigern. Eine Erhö-

hung der Windgeschwindigkeit wirkt sich mit der dritten Potenz auf die Erhöhung der Windleistung aus. Daraus ergibt sich eine Faustformel, nach der sich der Ertrag einer Windenergieanlage pro 1 m Nabenhöhensteigerung um 1 % erhöht. Zusätzlich werden die Rotorblätter durch den Ausbau der Nabenhöhe weniger Turbulenzen ausgesetzt, wodurch die Belastungen auf die Anlage sinken.

Die Realisierung von Nabenhöhen von 114 m (E-66) bzw. 124 m (E-112), kombiniert mit Gondelgewichten bis 440 t (E-112), bedingt eine erhebliche Weiterentwicklung der Turmbauweise. Für die bisherigen Anlagen mit relativ niedrigen Nabenhöhen sind schlanke Stahlrohrtürme ausreichend. Durch den relativ geringen Durchmesser ist es möglich diese Türme in langen Segmenten kostengünstig herzustellen und zu transportieren. Die Vergrößerung der Nabenhöhe ohne gleichzeitige Erweiterung des Durchmessers führt allerdings zu stabilitätsgefährdenden Schwingungen. Diese kommen zustande, weil die Eigenfrequenz des schlanken, langen Turms im Bereich der Drehfrequenz der Maschinen liegt und somit eine Resonanz stattfindet. Um die Eigenfrequenz des Turms zu erhöhen, muss der Durchmesser am Turmfuß erweitert werden. Um auch bei größeren Durchmessern die Transporthöhenbegrenzungen einhalten zu können, muss der Turm in deutlich kleinere Segmente aufgeteilt und stehend transportiert werden. Vor allem durch die kostspieligen Verbindungsteile (sog. Flansche) steigen hierbei die Produktionskosten erheblich an.

Um den Produktionsaufwand auch bei hohen Nabenhöhen im Rahmen zu halten, wird mit der Entwicklung eines Betonturms begonnen. Die ersten Prototypen werden mit dem Gleitschalungsverfahren gebaut, das auch beim Bau von Fernsehtürmen eingesetzt wird. Durch die Verarbeitung des Betons vor Ort ist ein sehr unkomplizierter Transport möglich. Nachdem die ersten Betontürme ihre Praxistauglichkeit bewiesen haben, gilt es ein Verfahren zu entwickeln, das zu Einsparungen bei der Serienfertigung führt.

### 3. Forschung und Entwicklung für die Windenergie

Um Einsparungen bei der Produktion von Betontürmen zu erzielen und die Qualität noch weiter zu steigern, wurde der Fertigteilturmturm entwickelt. Mit mehr als 20 verschiedenen Schalungen werden Segmente hergestellt, welche im unteren Teil als Halbschalen ausgeführt sind, um eine einfache Transportfähigkeit zu gewährleisten. Die Halbschalen werden auf der Baustelle zusammengefügt und danach Segment für Segment mit Spezialkleber aufeinander gesetzt. Zum Schluss werden in eingebauten Hüllrohren Stahlseile durch die Segmente geführt, mit denen der Turm „verspannt“ und dadurch die Stabilität des Turmes erreicht wird.

Zusätzlich zur Weiterentwicklung der Turmbauweise werden Forschungen betrieben mit dem Ziel das Gondelgewicht zu begrenzen. Besonderes Augenmerk gilt hierbei dem Maschinenträger, der einen beträchtlichen Teil des Gewichts beisteuert. Er verbindet die Maschinen (Generator und Rotor) mit dem Turm und ist somit extremen Lasten und Schwingungen aus-

gesetzt. Bisher werden diese Anforderung mit dem Einsatz von Stahl erfüllt. Das hohe Gewicht und der enorme Aufwand für die Verschweißung der Stahlteile ohne Qualitätseinbußen lassen den Ruf nach anderen Lösungen laut werden.

Als Alternative kommt in erster Linie der Einsatz von Gusseisen in Frage. Um die Belastbarkeit eines Gusseisen-Maschinenträgers zu überprüfen, führt Enercon in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer Institut Grundlagenforschung hinsichtlich der Schwingfestigkeit von Gussteilen durch. Dabei werden erstmals Gussteile ohne spezielle Präparation, d.h. mit Gussoberfläche, als Probestücke eingesetzt, um noch realitätsgetreuere Ergebnisse zu gewährleisten. Diese Proben werden mit 20 Mio. Schwingungen belastet – einer zwanzigfach höheren Belastung als bei bisherigen Fraunhofer-Untersuchungen. In den Untersuchungen erweist sich Gusseisen als geeignet für den Einsatz in WEA mit ihren hohen Dauerschwingungen. Die Maschinenträger aus Gusseisen können relativ kostengünstig in Gussformen hergestellt werden und führen zu der gewünschten Gewichtsersparnis der Gondel (Abb. 2).



**Abb. 2: Maschinenträger aus Stahl (oben) und aus Gusseisen (unten). Letztere führen zu einer merklichen Gewichtsersparnis, bei relativ geringem Produktionsaufwand.**

Gerade in den letzten Jahren spielte darüber hinaus die Weiterentwicklung der Aerodynamik von Rotorblättern eine große Rolle in der Windenergieforschung. Während man sich ursprünglich an der Technik von Flugzeugtragflächen (auch dieses Profil ist ein sog. Auftriebsprofil) orientierte, sind die heutigen Rotorblätter speziell für den Einsatz an WEA optimiert. Ziel der Weiterentwicklung ist die Verbesserung des Wirkungsgrades und der Haltbarkeit, sowie die Verringerung von Schallemissionen, der Lasten auf die Anlage und des Materialeinsatzes. Gerade das jüngst entwickelte Blattprofil stellt einen Meilenstein für die Rotorblattentwicklung dar. Durch eine schlankere Blattgeometrie können Lasten auf die Anlage reduziert werden. Des Weiteren können durch eine neue Form der Blattspitzen Luftverwirbelungen verhindert werden, was wiederum zur Vermeidung von Energieverlusten und zu reduzierten Schallemissionen führt. Zudem haben Messungen an Testanlagen ergeben, dass sich der Wirkungsgrad auf einen Leistungsbeiwert ( $C_p$ ) von über 0,5 gesteigert hat, das heißt mit dem neuen Blattprofil können mehr als 50 % der Windleistung in elektrische Leistung umgewandelt werden. Damit wird der höchste je gemessene Leistungsbeiwert erzielt. Diese Wirkungsgradsteigerung wird neben der Blattspitzenverbesserung im wesentlichen durch eine Umformung der Blätter in Gondelnähe erzielt.

Auch bei Netzanschlusstechnik wurden innerhalb der letzten Jahre Fortschritte erzielt, die die Integrationsfähigkeit der Windleistung in das vorhandene Stromnetz entscheidend verbessern.

#### 4. Integration der Windleistung in das vorhandene Netz

Mit dem Anstieg der installierten Windleistung gewinnt die Einbindung der erzeugten Windenergie in das Stromnetz immer mehr an Bedeutung. Einen Beitrag für die Netzverträglichkeit der Windleistung liefert dabei die Netzanschlusstechnik der WEA. Durch die kontinuierliche Weiterentwicklung stehen heute mehrere Funktionen zur Verfügung, die entscheidend zur Netzstabilität beitragen. Zunächst einmal ist es mit der heutigen Technik möglich, auch bei einem Fehler im Netz, der zu einem kurzfristigen Leistungsabfall führt, die Netzanbindung zu erhalten. Dies gelingt durch eine starke Erhöhung der Stromstärke für den Zeitraum des Spannungseinbruchs. Sobald das Netz wieder zur Verfügung steht, kann unmittelbar die Einspeisung der vollen Wirkleistung fortgesetzt werden. Durch eine aktive Blindleistungsregelung, wird bei diesem Vorgang Blindleistung in kontrollierter Weise zur Verfügung gestellt, statt sie dem Netz zu entziehen. Damit kann das Stromnetz zeitweilig sogar stabilisiert werden.

Sollte es durch einen längeren Netzausfall bzw. einen Netzfehler im Umkreis der Anlage doch zu einer Trennung vom Netz kommen, ermöglicht eine andere Regelung eine relativ netzschonende Wiederanbindung. Dies geschieht durch eine kontrollierte Erhöhung der Wirkleistung, so dass sich das Netz der erhöhten Einspeisung anpassen kann.

Ist ein Windpark gemeinsam mit Verbrauchern an ein Umspannwerk angeschlossen, sorgt das sogenannte Voltage Control System (VCS) bei Netzlastveränderungen für Spannungsstabilität. Damit auch die eingespeiste Leistung von Windenergieanlagen möglichst konstant bleibt, kann diese reguliert werden. Dies ist besonders bei Netzen mit niedriger Aufnahmekapazität vorteilhaft.

Durch ein Ausgleichssystem bei Windparks ist es jedoch möglich, dass Anlagen, die mehr Leistung erzeugen als eingespeist werden kann, mit diesem Überschuss die Leistungsschwäche anderer Anlagen kompensieren.

Eine bessere Verstetigung der Einspeiseleistung wird außerdem durch die Weiterentwicklung von Speicherlösungen geschaffen. Einerseits können Blei-, Nickel-Cadmium-Batterien und spezielle Kondensatoren (sog. Ultracaps) eingesetzt werden. Diese nehmen bei Leistungshöhen der WEA Energie auf und geben sie bei niedriger Erzeugung wieder ab. Hierbei haben Ultracaps den Vorteil, dass kein „Memory-Effekt“ auftritt, der die Speicherkapazität nach häufigem Aufladen senkt. Sie sind somit sehr lange einsetzbar.



Abb. 3: Schwungrad als Energiespeicher zum Ausgleich kurzzeitiger Schwankungen.

Andererseits kann ein Schwungrad für den Ausgleich von kurzfristigen Schwankungen eingesetzt werden. Dieses besteht aus ständig rotierenden Massekörpern, die auch beim Ausfall der Windleistung durch die Trägheit der Massen kurzzeitig für weitere Leistungseinspeisung sor-

gen (Abb. 3). Längere Windleistungstiefs können durch den Einsatz von Biodieselaggregaten ausgeglichen werden. Diese Ausgleichsmethoden werden bereits erfolgreich für Inselösungen eingesetzt.

Da diese Speicherlösungen noch nicht flächendeckend eingesetzt werden, ist zur Zeit noch der Abruf von konventioneller Regelleistung erforderlich. Die für Windleistungsschwankungen zur Verfügung zu stellende Regelleistung kann durch immer exakter werdende Prognosen sehr genau vorausgeplant werden. Laut einer Studie des Instituts für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) weicht die tatsächlich eingespeiste Leistung während 98,6 % der Zeit um höchstens 25 % von einer 24-Stunden-Prognose ab (Abb. 4). Bei einer Kurzzeitprognose (2 Stunden) beträgt der Prognosefehler nur selten mehr als 5 %. Dies war früher insbesondere der Fall bei unvorhersehbaren Sturmabschaltungen.

Durch ein neues Abschaltverhalten der modernen Anlagen gehört dieses Problem jedoch der Vergangenheit an. Die heute gebauten Enercon-Anlagen können zum einen bei deutlich höheren Windgeschwindigkeiten auf Nennleistung betrieben werden. Durch eine spezielle Sturmregelung beginnt bei Windgeschwindigkeiten von ca. 27 m/s eine kontinuierliche Abschaltung der Anlage. Erst bei der Überschreitung von 38 m/s speist die WEA keine Leistung mehr ins Netz ein. Sobald die Windgeschwindigkeit sinkt, beginnt die WEA sofort wieder Leistung zu produzieren. Die Gradienten bei Leistungsänderungen können auf diese Weise stark reduziert werden. Laut ISET liegt mit den heutigen Anlagen die Fluktuation der Windleistung bei maximal 20 % pro Stunde.

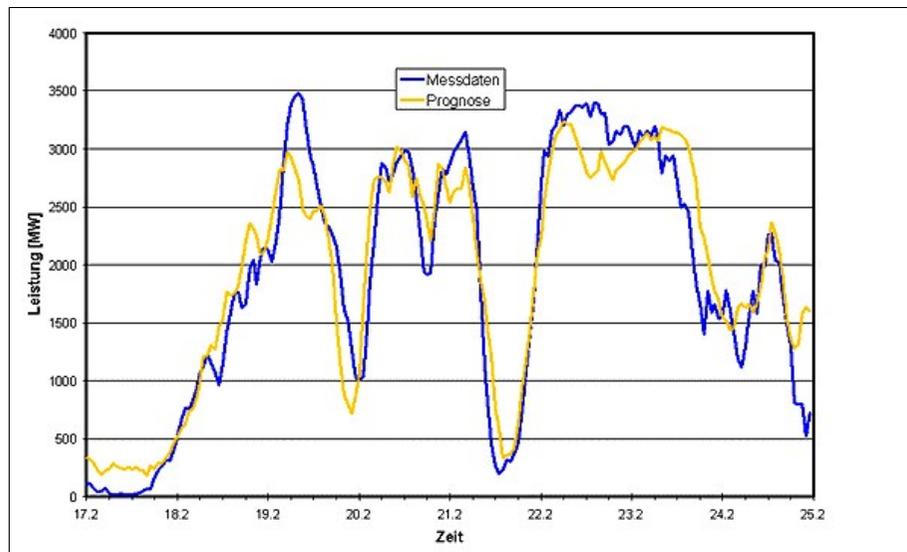


Abb. 4: Windenergieeinspeisung in das E.ON-Netz: 24h-Prognose über einen Zeitraum von 8 Tagen (Quelle: ISET). Der Prognosefehler muss durch Regellenergie ausgeglichen werden.

## 5. Wirtschaftlichkeit der Windenergie

Neben der Umweltverträglichkeit und der Versorgungssicherheit – Anforderungen, die moderne Windenergieanlagen zweifelsohne erfüllen – gilt der Wirtschaftlichkeit ein besonderes Augenmerk. Windenergie kann nur dann zu einem Standbein der deutschen Energieversorgung werden, wenn gewährleistet ist, dass dadurch keine zusätzlichen Kosten auf den Endverbraucher zukommen. Entscheidend hierbei ist der Vergleich zwischen den Kostenentwicklungen von Windenergie und von konventioneller Stromerzeugung.

Bei der Preisentwicklung der Windenergie ist dabei ein klarer Trend erkennbar: In den letzten zehn Jahren sind die Kosten für die Windenergieerzeugung um 60 % gesunken. Dieser Trend wird sich durch den künftigen Verlauf der Einspeisevergütung zwangsläufig fortsetzen. Nach der geplanten EEG-Novellierung soll die erste Vergütungsstufe von einem derzeitigen Niveau von 8,8 Cent/kWh jährlich um 2 % reduziert werden. Somit ergeben sich unter Berücksichtigung der Inflation bereits auf mittlere Frist deutlich niedrigere Einspeisevergütungen. Die Kosten für die Windenergieerzeugung müssen also weiterhin gesenkt werden, um künftig einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten.

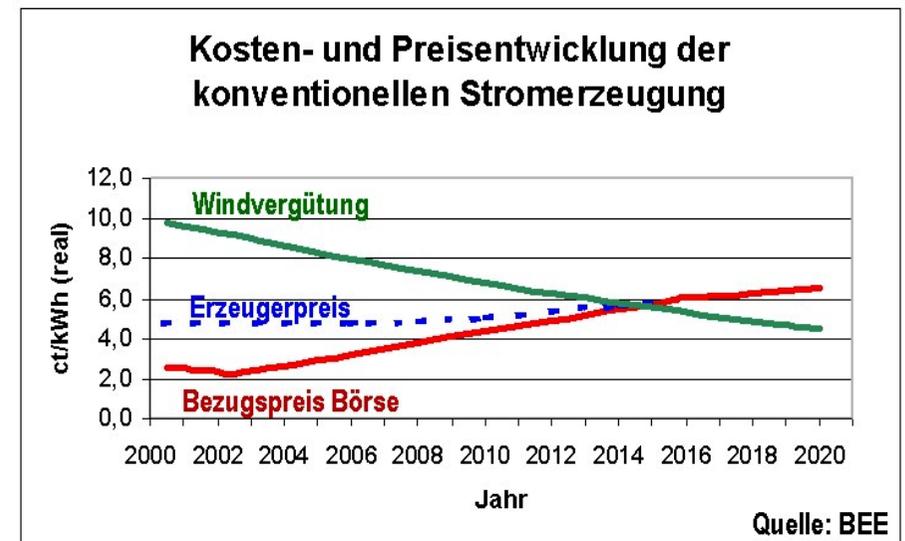


Abb. 5: Prognostizierte Kostenentwicklung der Windenergie im Vergleich zu konventioneller Stromerzeugung. Windenergie sollte mittelfristig wirtschaftlich konkurrenzfähig werden.

Im Zuge der erläuterten technischen Weiterentwicklung sind die Betriebskosten moderner Enercon-Anlagen stark reduziert worden und machen bei diesen Anlagen nur noch einen geringen Teil der Windstromerzeugungskosten aus. Eine Kostenreduktion muss somit hauptsächlich bei Produktion und Aufbau der Anlage erfolgen. Einsparpotenziale ergeben sich dabei im Wesentlichen durch eine effizientere Produktion infolge von höheren Stückzahlen.

Diese Erhöhung erfolgt größtenteils durch die verstärkte Ausrichtung auf Exportmärkte. Zusätzlich ist auch weiterhin mit technischen Weiterentwicklungen und den damit verbundenen Effizienzsteigerungen zu rechnen, die wiederum auf Dauer zu Kostensenkungen führen.

Auf Seiten der konventionellen Stromerzeugung bietet sich das entgegengesetzte Bild (Abb. 5). Die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern ist zwar im Augenblick konkurrenzlos günstig. Wie jedoch auch E.ON-Energie-Chef Teyssen feststellte (28.11.03; Süddeutsche Zeitung), ist dieses Preisniveau nur mit abgeschriebenen Kraftwerken haltbar. Mehr als zwei Drittel der deutschen Großkraftwerke sind abgeschrieben. Dies führt dazu, dass Investitionskosten für diese Anlagen nicht mehr in den Bilanzen berücksichtigt werden und somit auch nicht in die Strompreisbildung einfließen. Die Tatsache, dass viele Anlagen abgeschrieben sind, also ein hohes Betriebsalter haben, deutet jedoch bereits an: In den nächsten 20 bis 30 Jahren müssen ca. 80 % des deutschen Kraftwerkparks neu errichtet werden. Die damit verbundenen Investitionskosten führen zu massiven Erhöhungen beim konventionellen Erzeugerpreis. Bereits Anfang des nächsten Jahrzehnts wird sich dieser über den Preis der Windenergie hinaus verteuern. Auf Sicht von zehn Jahren ist Windenergie somit wirtschaftlich konkurrenzfähig. Mit der Einführung des CO<sub>2</sub>-Emissionshandels wird dabei in den nächsten Jahren ein weiterer Faktor ins Spiel kommen, der für die Wirtschaftlichkeit der Windenergie spricht, in der vorliegenden Kostenbilanz jedoch nicht berücksichtigt ist.



## NETZEINSPEISUNG AUS ZEITLICH FLUKTUIERENDEN QUELLEN

**Helmut Alt**

RWE Rhein-Ruhr AG, Geschäftskunden Düren  
und Fachhochschule Aachen

### 1. Globale Energiebetrachtung

Seit Jahrtausenden nutzt der Mensch die Windenergie zur Erleichterung seiner Arbeit zu Lande und zu Wasser. Etwa 2% der auf der Erde eingestrahelten Sonnenenergie werden in der Atmosphäre in Strömungsenergie der Luft umgewandelt. Dies entspricht einem Energiepotenzial von rd.  $3 \times 10^{16}$  kWh/a bzw. einer mittleren Leistung von  $3,4 \times 10^{12}$  kW. Man schätzt, dass weltweit ca. 0,5 % der jährlich anfallenden Strömungsenergie durch Windturbinen ausgeschöpft werden kann. Damit ergibt sich ein technisch nutzbares Energiepotenzial von rd.  $150 \times 10^{12}$  kWh/a oder 18 Mrd. t SKE, das in der gleichen Größenordnung wie der Weltenergiebedarf (rd. 14 Mrd. t SKE im Jahr 2000) liegt.

Leider bedeutet technisch nutzbares Potenzial nicht gleich wirtschaftlich realisierbares Potenzial. Man müsste, um das anfallende Windenergiepotenzial ausnutzen zu können, erhebliche Flächen zum Umwandeln der Strömungsenergie in Nutzenergie für Windenergieanlagen (WEA) reservieren und erhebliche Kapitalressourcen zum Bau der Anlagen erschließen. Dies kann an der folgenden überschlägigen Betrachtung für das Ziel von 10 % Windenergieanteil verdeutlicht werden:

Um 10 % des derzeitigen jährlichen Strombedarfs in Deutschland von rd. 500 Mrd. kWh, also 50 Mrd. kWh, durch Windenergieanlagen der 1,8 MW-Klasse decken zu können, wären etwa 17.000 Anlagen erforderlich. Der Kapitalbedarf für die Errichtung dieser WEAs würde rd. 30 Mrd. Euro betragen. Nimmt man großzügig an, dass am unbekanntesten Höchstlasttag mit nass-kalt-nebliger Wetterlage in ganz Deutschland die Windenergieanlagen mit 5 % der Anlagen an der Lastdeckung beteiligt sind, so stellen diese Anlagen rd. 0,5 % der Summen-Nennleistung für die Höchstlastdeckung bereit. Daraus folgt für die Wertigkeit der Windenergieeinspeisung ein betriebswirtschaftlich vertretbarer Vergütungspreis aus der Summe der verdrängten Arbeit im konventionellen Kraftwerkspark von maximal 2 Cent/kWh (vgl. Abschnitt 3).

Bei der Vergütung von rd. 9 Cent/kWh ergibt sich damit eine Subventionsbelastung der Strompreise von jährlich 3,5 Mrd. Euro. Dies sind rd. 70 % der langjährig von der deutschen Volkswirtschaft getragenen Subventionsbelastung zu Gunsten der deutschen Steinkohle, die jedoch rd. 30 % des Strombedarfes deckt. Die Subventionsbelastung der Windenergie ist also auf die gleiche Strommenge bezogen doppelt so hoch wie die der deutschen Steinkohle – für CO<sub>2</sub> freien Strom (positiver Wertbeitrag), aber mit unsicherer Verfügbarkeit (negativer Wert-

beitrag). Die politische Verantwortung für die Höhe des anzustrebenden Windenergieanteils muss an der schwierig zu quantifizierenden Gesamtbilanz von Nutzen und Kosten gemessen werden.

Zu Ende des Jahres 2003 waren in Deutschland 15.387 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 14.609 MW in Betrieb. Im Vorjahr waren es 12.000 MW, also eine Steigerung der Leistung um rd. 22 %. Die produzierte elektrische Jahresarbeit lag bei rd. 20 Mrd. kWh gegenüber dem Vorjahreswert von 16,8 Mrd. kWh (+20 %). Die mittlere Benutzungsdauer der Nennleistung betrug also nur rd. 1.400 Stunden von den 8.760 Stunden des Jahres. Damit hat Deutschland die Weltführerschaft in der Stromerzeugung aus Windenergie zu weltweit 39.249 MW behauptet (USA: 6.370 MW, Spanien: 6.200 MW, Dänemark: 3.110 MW; Stand Ende 2003). Ziel der Bundesregierung ist es, bis 2020 die weltweit installierte Leistung im Schlepptau unserer Vorreiterrolle auf 1,2 Mio. MW zu erhöhen (Verdreißigfachung!). Solange die Weltmeisterschaft der Windstromproduktion nicht natürlicherweise bei den Ländern mit dem größten Windenergiepotenzial liegt [1], wird unsere Vorreiterrolle jedoch zunehmend zu einer drückenden wirtschaftlichen Sonderbelastung.

Die Ganglinien der gleichzeitigen Windenergieeinspeisung in der Zeit vom 1. bis 2. und 5. bis 6. April in West-Dänemark ist in Abb. 1 dargestellt. Auch in diesem küstennahen Land ist die Zufälligkeit der Leistungsverfügbarkeit bis zu Null-Einspeisung trotz hoher Windhöffigkeit zu erkennen.

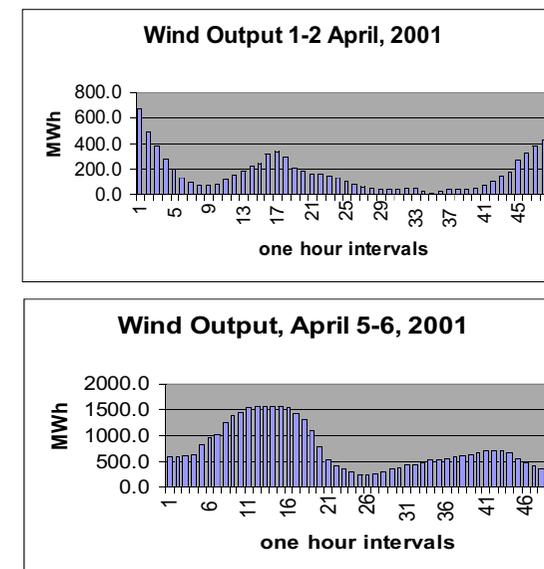


Abb. 1: Windleistungseinspeisung in West-Dänemark (Jütland und Furen) [1]

Noch ungünstiger als im Kraftwerksbereich (verdrängte Arbeitskosten) ist die Kostenbilanz der Windenergieeinspeisung beim Leitungsnetz, da dessen Übertragungskapazität zu den Lastschwerpunkten unabhängig von den Windenergieanlagen konzipiert sein muss. Falls der Verknüpfungspunkt der Windkraftanlage mit dem Netz am Ende eines Netzausläufers liegt, ist in der Regel sogar eine Netzverstärkung erforderlich, um die Einspeiseleistung an den Schwerpunkt der Last heranzuführen zu können. Dies gilt sowohl in den Küstenländern, da dort die bevorzugten Standorte nahe der Küste liegen, als auch im Binnenland, wo bebauungsarme Höhenlagen bevorzugt werden. Für Standorte der Windenergieanlagen im Offshore-Bereich sind ohnehin erhebliche zusätzliche Investitionen für Leitungsbau und Umspannstationen erforderlich.

Einen anschaulichen Einblick in diese Problematik liefern z. B. die Leistungsganglinien einer Windkraftanlage des Windparks Ormont in der Eifel (Abb 2). Festzustellen ist, dass zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in Höhe von 72,2 GW in Deutschland am 30. November 1993 um 17.30 Uhr die Einspeiseleistung aus dem Windpark Ormont wegen Windmangel nicht verfügbar war. Es wurde also nur Arbeit und keine Leistung der konventionellen Kraftwerkeinspeisungen oder Auslegungskapazitäten der Netze verdrängt.

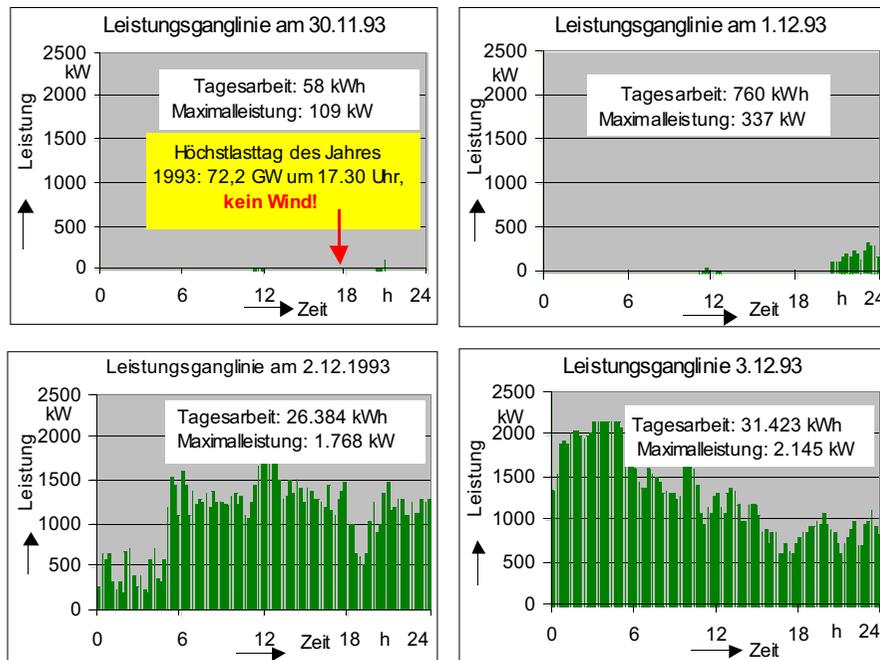


Abb. 2: Leistungsganglinien des Windparks Ormont in der Eifel (Ausbaustand 7x300 kW).

Bei Windstärken über 25 m/s werden die Windkraftanlagen zur Gewährleistung der technischen Überlebensfähigkeit abgeschaltet und der Rotor aus dem Wind in eine sichere Position gedreht. Hierdurch entstehen Leistungsgradienten in Höhe der Nennleistung des gesamten Windparks. In Abb. 3 ist ein solcher Fall infolge einer Windböe-Belastung in der Zeit von 5.30 Uhr bis 6 Uhr für den Windpark Ormont (Ausbaustand 3x300 kW) dargestellt.

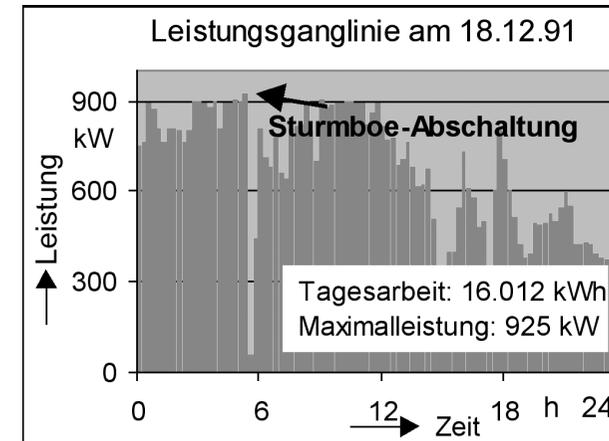


Abb. 3: Sicherheitsabschaltung bei Windgeschwindigkeiten über 25 m/s.

## 2. Belastungsverhältnisse am Beispiel der Windenergieeinspeisung im Netzgebiet der Kreis-Energie-Versorgung Schleiden im Jahr 2001

Als Beispiel sei hier die Windenergieeinspeisung in das Netz des kommunalen Versorgungsunternehmens Kreis-Energie-Versorgung Schleiden (KEV) in der Nordeifel mit rd. 100 Mitarbeitern bei einem Stromabsatz von rd. 395 Mio. kWh, einer Jahreshöchstlast von 73 MW und einem Umsatz von 31 Mio. Euro pro Jahr genannt. In diesem windhöffigen, ländlichen Versorgungsgebiet überschreiten die Windenergieeinspeisungen mit einem Maximum von rd. 50 MW in Schwachlastzeiten bereits den Gesamtbedarf aller Kunden, so dass der Leistungsüberschuss vom Mittelspannungsnetz in das Hochspannungsnetz zurück fließt. In Abb. 4a ist die Leistungsganglinie und in Abb. 4b die zugehörige Leistungsdauerlinie für die Zeit vom 1.1.2001 bis 28.2.2001 und vom 1.11.2001 bis 31.12.2001 dargestellt.

Die Zufälligkeit der Einspeiseleistung und die steilen Leistungsgradienten bei aufkommenden und abklingenden Starkwinden sind gut zu erkennen. Aus der Dauerlinie geht die Seltenheit der maximalen Einspeiseleistung in Höhe der Nennleistung aller Anlagen durch den steilen Abfall bis unter 40 MW (rd. 80% der Summen-Nennleistung) hervor. Zu allen Zeiten besteht die Gefahr, dass die Einspeiseleistung auf Null zurückfällt und der volle Gesamtbedarf durch den Vorlieferanten auf der Basis des bestehenden offenen Liefervertrages gedeckt werden muss.

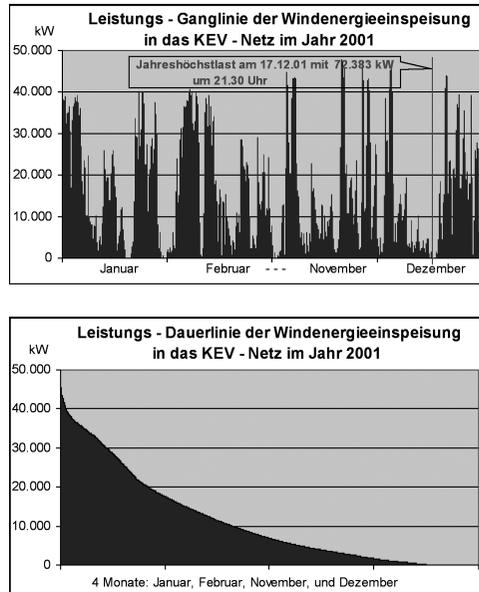


Abb. 4: Leistungsganglinie (oben) und Leistungsdauerlinie (unten) der Windenergieeinspeisung in das KEV-Netz Schleiden im Jahr 2001

Die gesamte Jahresarbeit der Windkrafteinspeisung betrug 88,32 GWh, die vom Vorlieferanten bezogene Jahresarbeit 307,83 GWh, woraus sich ein Arbeitsbedarf der Kunden von 396,15 GWh abzüglich Netzverluste ergibt. Um die fiktive Höchstlast ohne Windeinspeisung besser bewerten zu können, seien noch die nächst höheren maximalen Leistungswerte angegeben:

- |   |          |
|---|----------|
| 1. Maximum 72.383 kW am 17.12.01, 21.30 Uhr, Windeinspeisung: | 39 kW    |
| 2. Maximum 71.206 kW am 17.12.01, 21.45 Uhr, Windeinspeisung: | 24 kW    |
| 3. Maximum 70.891 kW am 26.03.01, 11.00 Uhr, Windeinspeisung: | 0 kW     |
| 4. Maximum 70.862 kW am 26.03.01, 10.45 Uhr, Windeinspeisung: | 0 kW     |
| 5. Maximum 70.197 kW am 16.01.01, 21.30 Uhr, Windeinspeisung: | 1.746 kW |

Ohne Windeinspeisung wäre das 5. Leistungsmaximum mit  $70.197 + 1.746 = 71.943$  kW hinter dem 1. Leistungsmaximum von  $72.383 + 39 = 72.422$  kW das zweithöchste Maximum gewesen. Die übrige Rangfolge der Maxima ist wegen fehlender Windleistung unbeeinflusst.

In Abb. 5 sind die Leistungsganglinien für den Höchstlasttag des RWE-Bezuges am 17.12.2001 dargestellt. Wie man sieht, stimmt die Summenlastganglinie (schwarz) nahezu mit der Ganglinie der RWE-Einspeisung (gepunktet) überein. Der verbleibende RWE-Bezug ist infolge der Windenergieeinspeisung wesentlich unbestimmter in der Leistung, was zu einem erheblich höheren Bedarf an teurerer Regelleistung und Regelleistung führt. Man erkennt ins-

besondere aus Abb. 6 und 7, dass der RWE-Bezug an windhöffigen Tagen bei Windleistungseinspeisung entsprechend zeitsynchron zurückweicht.

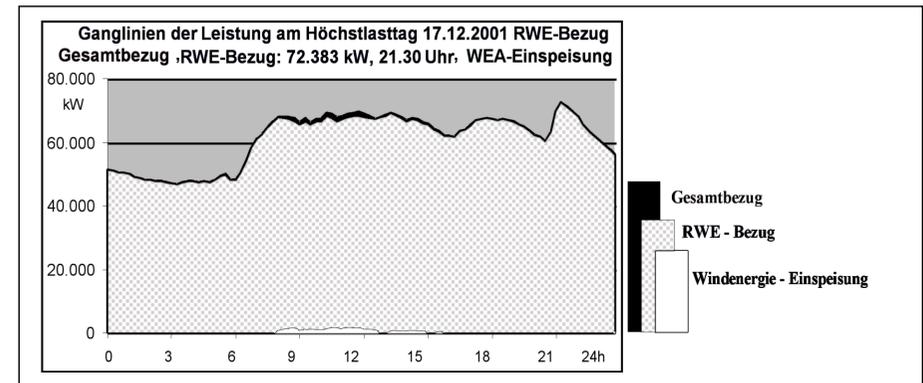


Abb. 5: Leistungsganglinien am Höchstlasttag der RWE-Einspeisung, des Gesamtbezuges der KEV und der Windleistungseinspeisung am 17.12.2001

Die fiktive Höchstlast ohne Windeinspeisung erfordert eine Analyse der Werte aller Leistungsmaxima für den Gesamtbezug als Summe aus dem Bezug von RWE Plus und der Windleistungseinspeisung. Denn es ist noch zu prüfen, ob nicht zu Zeiten hoher Windleistungseinspeisung, trotz relativ niedrigem Leistungsbezug vom Vorlieferanten, das Gesamtmaximum der Leistung höher ausfallen würde. Hierzu sind die Leistungsmaxima für den Gesamtbezug zu analysieren.

Der Gesamtbezug würde sich ohne Windenergieeinspeisung als Bezug von RWE Plus als Summe aus dem derzeitigen RWE-Bezug und der Windleistungseinspeisung über die 35.040 1/4 h - Leistungswerte hinweg ergeben, die sich für die ersten 5 Maximalwerte wie folgt darstellen:

- |   |           |
|---|-----------|
| 1. Maximum 73.327 kW am 15.01.01, 21.30 Uhr, Windeinspeisung: | 14.787 kW |
| 2. Maximum 72.586 kW am 15.01.01, 21.45 Uhr, Windeinspeisung: | 16.070 kW |
| 3. Maximum 72.421 kW am 17.12.01, 21.30 Uhr, Windeinspeisung: | 39 kW     |
| 4. Maximum 72.406 kW am 15.01.01, 22.00 Uhr, Windeinspeisung: | 19.659 kW |
| 5. Maximum 71.944 kW am 16.01.01, 21.30 Uhr, Windeinspeisung: | 1.746 kW  |

Ohne Windleistungseinspeisung wäre das Jahresmaximum am 15.1.2001 um 21.30 Uhr mit 73.327 kW gegenüber 72.383 kW um 944 kW entsprechend 1,3 % höher ausgefallen (vgl. Abb. 6). Dabei ist die Windleistung mit einem relativ günstigen Zufallswert von rd. 30 % der Summen-Nennleistung am Spitzenlasttag berücksichtigt. Die Minima der Leistung sind stark durch die Windleistung geprägt, so dass die Gesamt-Benutzungsdauer für den Bezug der

Energie vom Vorlieferanten sich für die KEV von 5.403 Stunden ohne Windenergieeinspeisung auf 4.253 Stunden mit Windenergieeinspeisung verschlechtert hat.

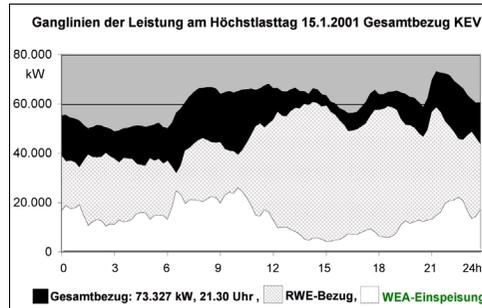


Abb. 6: Leistungsganglinien der KEV-Gesamtabgabe der RWE-Einspeisung und der Windleistungseinspeisung am Höchstlasttag 15.1.2001

Damit ergibt sich eine kostenbasierte Bezugskostensteigerung von 3,45 %. Um diesen Verlust bei den Bezugskosten für den Fremdbezug bei der Vergütung für die dargebotsabhängig eingespeiste Windenergie wieder auszugleichen, wäre betriebswirtschaftlich ein Preisabschlag auf den Preis für die Windenergie in Relation des Bezugsmengenverhältnisses 307,83 GWh zu 88,32 GWh von 12 % gerechtfertigt. Dies kommt jedoch auf Grund der gesetzlich vorgegebenen Einspeisevergütung nach dem EEG-Gesetz nicht in Betracht und zeigt die inhärente Quersubvention zu Gunsten der Windenergie zum einen durch die überhöhte Vergütung und zum anderen über die energiewirtschaftliche Verschlechterung des verbleibenden Strombezuges infolge der verringerten Benutzungsdauer auf. Dazu kommt die erhebliche Belastung durch den erhöhten Bedarf an Regellenergie infolge der unkalkulierbaren fluktuierenden Windleistungseinspeisung.

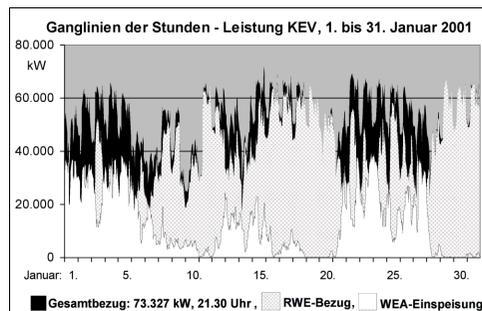


Abb. 7: Ganglinien der Stundenleistung des KEV-Gesamtbezuges, der RWE-Einspeisung und der Windleistungseinspeisung im Monat Januar 2001

Aus Abb. 7 ist zu erkennen, dass sich selbst bei den Ganglinien der Stundenleistungen für den gesamten Monat Januar 2001 erhebliche Zeitbereiche ohne Leistungseinspeisung infolge flächendeckender Windstille ergeben.

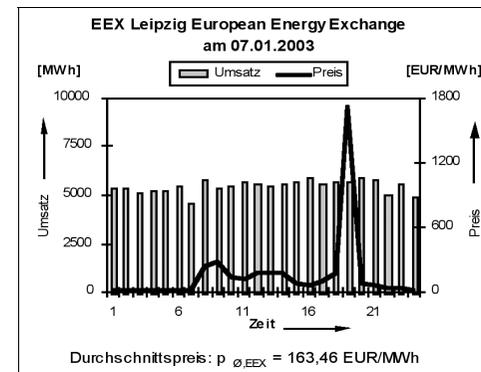
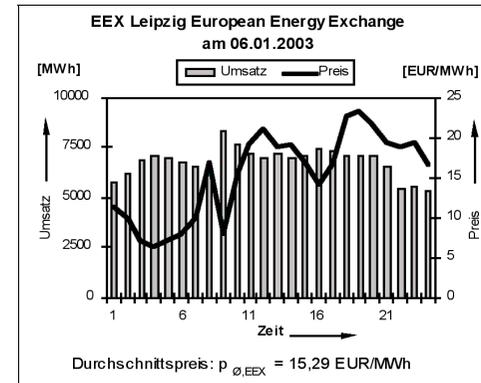
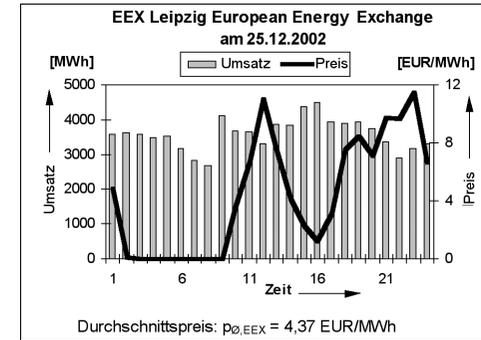


Abb. 8 a,b,c: Umsätze und „Day-ahead“ Strompreise an der Strombörse in Leipzig am 25.12.200, 6.1.2003 und 7.1.2003.

Die Folgen der nur fluktuierenden Verfügbarkeit der Windenergie lassen sich an den Strompreiskapriolen an der Leipziger Strombörse EEX ablesen (Abb. 8 a bis c). Dort wurde z.B. einerseits zu unerwartet windstarken Zeiten am ersten Weihnachtstag den 25.12.2002 von 2 Uhr bis 9 Uhr der Strom verschenkt und andererseits bei Windmangel, z.B. am 7. Januar 2003 in der 19. Stunde, der Strom zu Höchstpreisen von 1.719 Euro/MWh gemäß dem Preisbildungsgesetz von Angebot und Nachfrage abgegeben.

### 3. Systemanforderungen

Viele Faktoren setzen der Flexibilität, ein elektrisches Versorgungssystem stabil zu betreiben, praktische Grenzen und erfordern verschiedene Qualitäten der Regelernergie und Reserveleistungen:

- Bis zu 10 Sekunden: Der Lastausgleich zwischen Erzeugung und Bedarf erfolgt aus der Dynamik aller rotierenden Massen (Generatoren und Motore) und entsprechender Frequenzänderung, im Normalbetrieb bis etwa  $\pm 0,1$  Hz.
- 10 Sekunden bis 2 - 3 Minuten: Lastausgleich durch die Primärregelung aller mit einer Statik von rd. 4 % im Parallelbetrieb arbeitenden Kraftwerke mit Energiepufferung über den Kesseldampfdruck der konventionellen Kraftwerke proportional der Gesamtleistungszahl des UCTE-Verbundnetzes (Primärregelung).
- 2 - 3 Minuten bis 10 - 15 Minuten: Aktivierung mitlaufender Reserveleistung mittels der Sekundärregelung und Abruf von Pumpspeicherleistung und Gasturbinen-Reserveleistungen nach Maßgabe der Leistungszahl der Landesnetze bzw. der Regelzonen.
- 8 - 10 Stunden: Abruf und Inbetriebnahme von Reservekraftwerken aus unterschiedlichen Bereitschaftsstufen.

Bei der sehr wechselhaften Einspeisung der dargebotsabhängigen Windenergie in das öffentliche Netz sorgt die Leistungs-Frequenzregelung durch Zurücknahme oder Aktivierung von Erzeugungsleistung der mit frei verfügbarer Primärenergie betriebenen Kraftwerke für das notwendige Gleichgewicht zwischen dem Bedarf der Kunden und der gesamten Erzeugung. Auf Grund des Verbundnetzbetriebes erfolgt dies mit einem Gesamt-Leistungskoeffizienten (früher Leistungszahl genannt) für das UCTE-Netz (Union for the Coordination of Transmission of Electricity) von rd. 20.000 MW/Hz in den einzelnen Regelzonen (z.B. RWE-Regelzone Leistungskoeffizient  $K = 5.200$  MW/Hz), so dass die Frequenzschwankungen im Normalbetrieb auf etwa  $\Delta f = \pm 0,01$  Hz begrenzt bleiben.

Somit wird bei diesen an der Primärregelung beteiligten Kraftwerken durch die Einspeisung der fluktuierenden Windenergie elektrische Arbeit eingespart, die mit dem Primärenergiepreis für Importkohle von knapp 1,5 Cent/kWh zu bewerten ist. Der Brennstoffverbrauch erhöht sich allerdings wieder durch die fluktuierende Einspeiseleistung der Windkraftwerke und die

hierdurch zusätzlich erforderliche Regelernergie. Da innerhalb der Lebenszeit des konventionellen Kraftwerksparks von 15 Jahren für Gasturbinen bis rd. 40 Jahre für Kohle- und Kernkraftwerke einige Stunden flächendeckender Windstille nicht auszuschließen sind, wird zur Höchstlastzeit – wenn überhaupt – nur ein sehr geringer Leistungsanteil nachhaltig verfügbar sein. Hierdurch ergibt sich der vorgenannte kostenadäquate Vergütungsbetrag aus den ersparten Arbeitskosten der brennstoffgespeisten Kraftwerke und dem zuzuordnenden gesicherten Leistungsanteil zur Höchstlastzeit von rd. 2 Cent/kWh.

Etwas höher kann sich der kostenneutrale Vergütungsbetrag für weiterverteilende Versorgungsunternehmen darstellen, da der ersparte Arbeitspreis für den Bezug vom Vorlieferanten um die Vertriebsmarge des Stromproduzenten höher liegt und die Wahrscheinlichkeit eines nennenswerten Leistungsanteils am Höchstlasttag des lokalen Versorgungsunternehmens günstiger sein kann.

Die Lastgangprognosen der einzelnen Stromhändler können den tatsächlichen Lastverlauf über die Zeitachse niemals exakt treffen. Somit muss der Übertragungsnetzbetreiber für den Ausgleich der Fehlprognose die erforderliche Energie bereitstellen. Da die Übertragungsnetzbetreiber über keine eigenen Kraftwerke verfügen, wird diese für den Ausgleich erforderliche sogenannte „Regelernergie“ über Ausschreibungsverfahren für eine bestimmte Folgezeit beschafft. Der Bedarf an Regelernergie ergibt sich insbesondere dann, wenn bei Starkwindverhältnissen plötzlich Orkanböen auftreten und ganze Windparks zur Überlebenseicherung bei Windgeschwindigkeiten von 25 m/s abschalten. Diese Situation entspricht dann z.B. dem plötzlichen Ausfall eines Kernkraftwerkblocks mit einer Leistung von 1300 MW, jedoch mit wesentlich höherer Häufigkeit.

Die Reaktion des Verbundsystems ist zunächst ein Frequenzabfall nach Maßgabe des Leistungskoeffizienten des UCTE-Gesamtnetzes. Diesem wird dann durch die Aktivierung von Regelleistung in der Form von Primärregelleistung von den mit gedrosselter Leistung betriebenen Turbosätzen und der Aktivierung von Sekundär-Regelleistung aus Speicher- und Pumpspeicher-Wasserkraftwerken entgegen gewirkt.

### 4. Bauarten von Windenergieanlagen und Netzeinbindung

Moderne Horizontalachsen-Windturbinen (HAWT) bestehen aus den Hauptkomponenten:

- Mast (als Rohr- oder Gittermastkonstruktion),
- Gondel zur Aufnahme von Lagerung, Bremsen, Getriebe und Generator,
- Rotorblätter,
- Betriebsgebäude zur Aufnahme der Netzankopplungseinrichtungen, Transformator sowie Messung und Steuerung und Mittelspannungszuleitung (z.B. 20 kV-Kabel),

- Bei Windparks direkte Einbindung in das Hochspannungsnetz (z.B. über 110 kV Pass-Plug and Switch-System Anlagen).

Der Verknüpfungspunkt mit dem Mittel- oder Hochspannungsnetz muss so gewählt werden, dass der VDEW-Richtlinie "Grundsätze für die Beurteilung von Netzrückwirkungen" entsprochen wird [4].

Die Ausbildung der Rotorblätter von Windenergiekonvertern hat sich im Laufe der Entwicklung wesentlich verändert. Heutige mit Glas- und Kohlefasern stabilisierte Flügel (Prepregs) nutzen die neuesten Erkenntnisse über aerodynamische Profile und erreichen Leistungen bis 5 MW bei 112 m Rotordurchmesser. Diese bieten dem Wind eine geringe Flächendichte bei bis zu 450 km/h Blattspitzengeschwindigkeit.

Ein Rotor mit vielen breiten Blättern versetzt mehr Luft in spiralförmige Bewegung als ein moderner Rotor mit wenigen schlanken Blättern. Er verursacht damit nicht nur höhere Wirbelverluste, sondern verkleinert auch die wirksame Rotorfläche durch Verdrängung der Stromlinien nach außen. Moderne Rotoren mit geringer Flächendichte (= Verhältnis der Blattfläche zur Rotorkreisfläche) erzeugen vergleichbare Drehmomente wie konventionelle, jedoch bei wesentlich höheren Drehzahlen und geben somit höhere Leistungen ab ( $P = \omega M$ ).

Bei feststehenden Rotorblättern wird die Leistungsbegrenzung bei hohen Windgeschwindigkeiten durch Strömungsabriss an der ablaufenden Flügelkante erreicht (stall-Regelung). Bei verstellbaren Flügeln (pitch-Regelung) kann die Leistungsabgabe bei einem vorgegebenem Maximalwert konstant gehalten werden. In Abb. 9 sind die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten im Binnenland und an der Küste sowie die Leistungskurven für stall- und pitch-geregelte Anlagen in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit dargestellt.

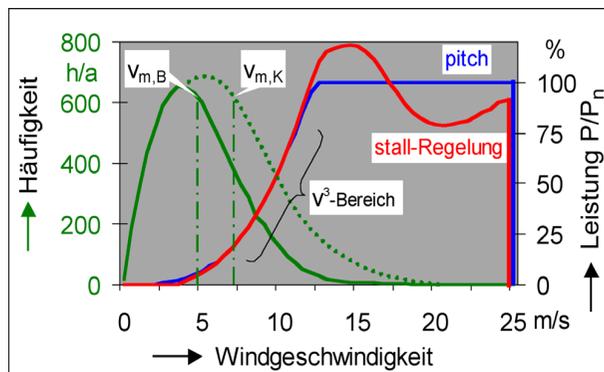


Abb. 9: Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit im Binnenland und an der Küste sowie Leistungskennlinien für pitch- und stall-Regelung.

Die Nennleistung wird bei einer Windgeschwindigkeit von rd. 13 m/s erreicht. Bei der am häufigsten auftretenden Windgeschwindigkeit von rd. 50 % dieses Wertes beträgt die Leistung gemäß dem  $v^3$ -Gesetz nur 12,5 % der Nennleistung. Der Arbeitsbereich umfasst die Windgeschwindigkeitsspanne von 3 m/s bis 25 m/s. Oberhalb dieses Wertes werden die Flügel zur Überlebenseicherung des Gesamtsystems in Windfahnenstellung gebracht und so die Sturmphase auslegungsgemäß überdauert. Eine Stunde Betrieb bei 13 bis 25 m/s Windgeschwindigkeit erbringt die gleiche elektrische Arbeit wie acht Stunden Betrieb bei der am häufigsten auftretenden Windgeschwindigkeit von 6,5 m/s.

## 5. Offshore -Windenergieanlagen

Mit über 15.000 Windkraftanlagen auf dem Festland nimmt die Akzeptanz der Bevölkerung für neue Standorte inzwischen spürbar ab. Um trotzdem dem Ziel der Bundesregierung von 12,5 % regenerativer Energieerzeugung bis zum Jahr 2010 näher zu kommen – wobei der dominierende Anteil wohl von der Windenergie kommen müsste – bleibt als Ausweg die Forcierung von WEA weit draußen im Offshore-Bereich der Nord- und Ostsee in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ). Ein im Mai 2001 veröffentlichtes Positionspapier des Bundesumweltministeriums sah bis 2010 rd. 15.000 MW Windenergieleistung vor, davon 3.000 MW auf dem Meer. Die Windenergie könnte dann pro Jahr über 30 Milliarden kWh Strom, entsprechend rd. 6 % des Gesamtbedarfes, bereitstellen. Der in der deutschen AWZ der Nordsee in Frage kommende Offshore-Bereich beginnt jenseits der 12-Seemeilenzone und erstreckt sich in Form eines „Entenschnabels“ in den nordwestlichen Nordseebereich (Abb. 10).

Nach einer Studie des Deutschen Windenergie-Instituts (DEWI) in Wilhelmshaven könnten bis 2030 in Deutschland insgesamt zwischen 36.000 und 42.000 MW Windenergieleistung installiert sein, davon 20.000 bis 25.000 MW als Offshore-Anlagen in der Nord- und Ostsee. Dieser Bereich ist jedoch bereits durch vielfältige Nutzungen wie Schifffahrtswege, Öl- und Gas-Pipelines, Naturschutzreservate, Bundeswehr-Sperrgebiete (z.B. U-Boot-Tauchgebiete, Torpedo-Zielgebiete), Kabeltrassen u. ä. belastet. Denkbare Vorranggebiete für Windkraftnutzung liegen weit über 100 km von der Küste entfernt, so dass für den Energietransport bis zum Festland und darüber hinaus bis zu den Lastknotenpunkten nur HGÜ-Verbindungen in Frage kommen.

Damit kommen zu den Anlagekosten erhebliche Infrastrukturkosten hinzu, die den Vorteil der höheren Windhöufigkeit auf See (mit etwa 4.000 Stunden Benutzungsdauer bei der Nennleistung) in der Kostenkalkulation wieder kompensieren. Setzt man die wesentlich erhöhten Gründungskosten auf dem Meeresboden (Wassertiefe bis zu 40 m), sowie die vorgenannten Infrastrukturkosten für den Stromtransport über große Entfernungen in Relation zu der „nur“ doppelt so hohen spezifischen Ertragserwartung, so erscheint eine wirtschaftlich vertretbare Erschließung in diesem Bereich sehr zweifelhaft.

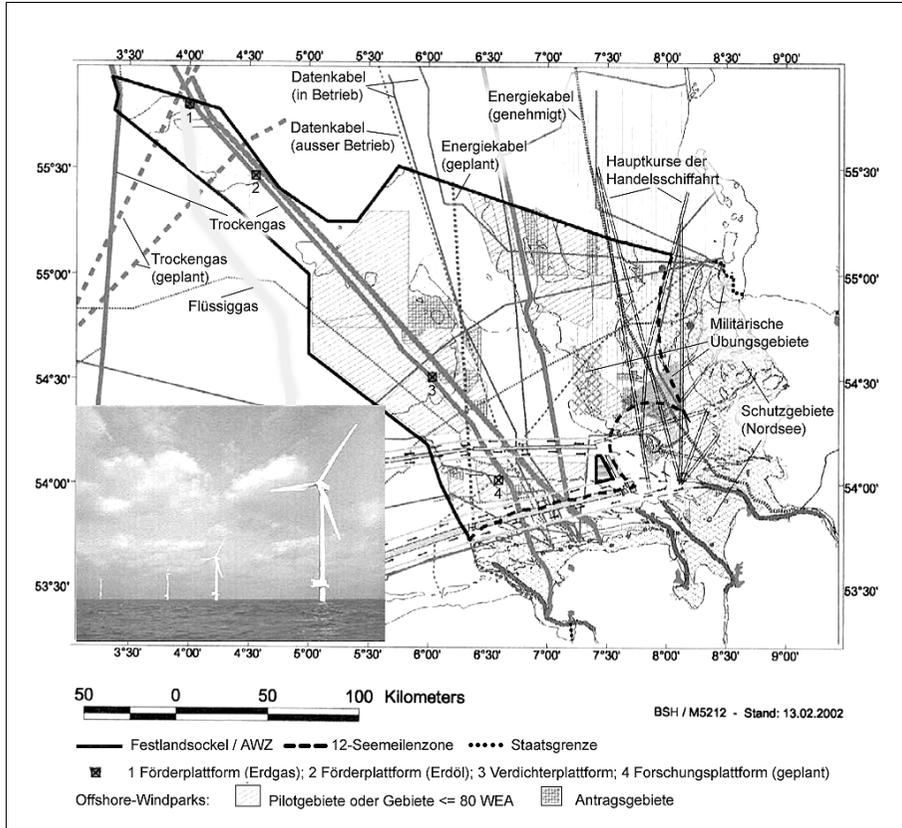


Abb. 10: Nutzungen im deutschen AWZ-Bereich der Nordsee (Quelle BSH [6]).

Der erste und bisher einzige von der Hamburger Schifffahrtsbehörde genehmigte Windpark "Borkum-West" soll in der Nordsee, rd. 45 km nördlich der Insel Borkum, entstehen. Die von Firma Prokon Nord Energiesysteme geplanten 12 Anlagen werden in 30 m tiefem Wasser gegründet. Die geschätzten Kosten für das Pilotprojekt belaufen sich auf 125 bis 140 Mill. Euro. Mit dem Bau und der Verankerung der rd. 800 Tonnen schweren dreibeinigen Stahlfundamente im Meeresboden und dem Verlegen eines 112 km langen Hochspannungs-Seekabels sollte im Frühjahr 2003 begonnen werden. Bislang hat sich der Baubeginn jedoch aus vielerlei Gründen verzögert.

Für die weitere Entwicklung ist eine bessere Ausnutzung der bereits genutzten Binnenlandstandorte durch den Ersatz vorhandener Anlagen durch solche mit höherer Einheitsleistung („Repowering“) und die Erschließung des Offshore-Bereiches in der deutschen Nord- und Ostsee vorgesehen. Abbildung 11 zeigt eine in der Branche diskutierte Zukunftsentwicklung des „Repowering“.

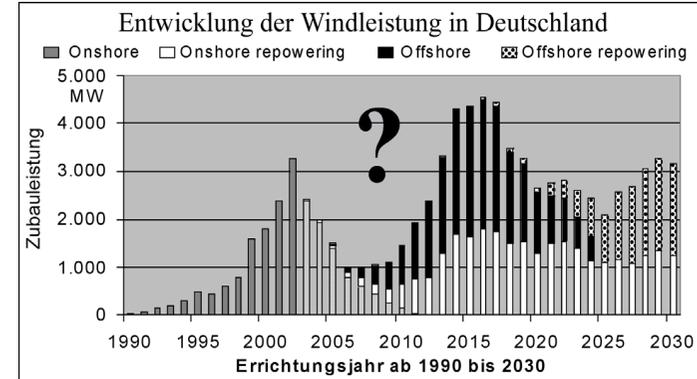


Abb. 11: Mögliche Standort- und Leistungsentwicklung der Windenergieerzeugung in Deutschland

Die Offshore-Erschließung bedingt den Bau von Höchstspannungsleitungen von der Nordseeküste bis zu den Lastschwerpunkten im Ruhrgebiet und in Mitteldeutschland mit einer Trassenlänge von rd. 1000 km und einem Investitionsbedarf von rd. 550 Mio. Euro. Abbildung 12 zeigt die durch Regelleistung auszugleichenden Lastflüsse aus den UCTE-Partnerstaaten bei z.B. orkanbedingter Sicherheitsabschaltung von 2.700 MW Windeinspeisung im Offshore-Bereich.

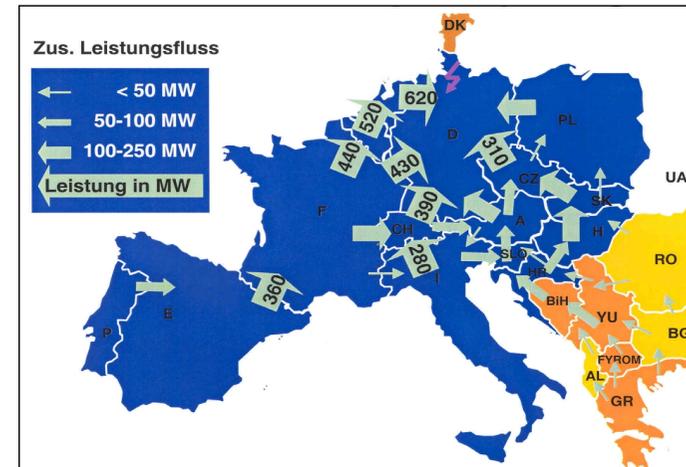


Abb. 12: Übertragung der Regelleistung bei Ausfall von 2.700 MW Windeinspeisung (Quelle: RWE Net).

Die trotz relativ ungünstigem Windstärkepotenzial in Deutschland erreichte Weltmeisterschaft in der Windenergieerzeugung wird durch eine relativ ungünstige Energieertragseffizienz und damit ungünstige Effizienz des angelegten Kapitals erkauf.

6. Entwicklung von Stromerzeugungsmix und Stromkosten

Die Palette der verschiedenen Erzeugungsarten elektrischer Energie reicht von der seit Beginn der Elektrifizierung um die vorige Jahrhundertwende genutzten Wasserkraft über Prozesse der Kohle- oder Erdgasverbrennung, der Kernspaltung bis zu Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen zur direkten Umwandlung von Strahlungsenergie der Sonne in elektrische Energie. Der heutige Strommix aus dieser Angebotspalette in Deutschland ist in Abb. 13 mit den Mengenanteilen und spezifischen Kosten dargestellt:

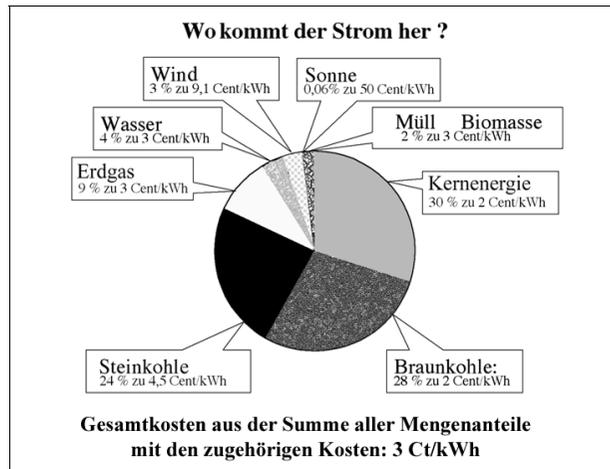


Abb. 13: Mengenverteilung des heutigen Stromerzeugungsmix und spezifische Stromkosten

In den Stromkosten für den Endverbraucher spielen die Stromerzeugungskosten gegenüber den staatlichen Abgaben und den Netznutzungskosten nur eine untergeordnete Rolle (Abb. 14).

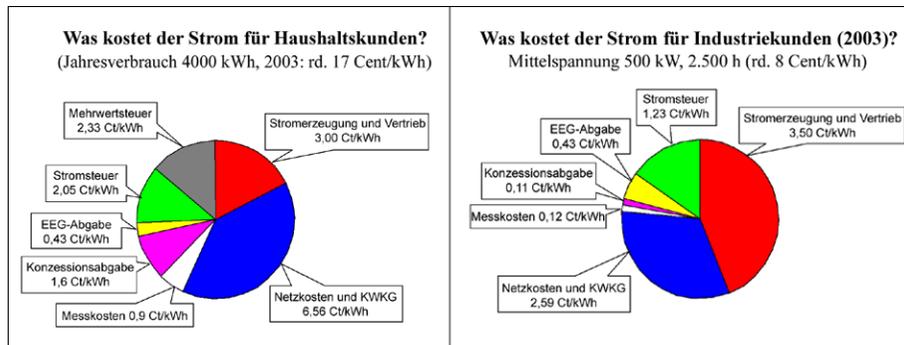


Abb. 14 : Aufteilung der Gesamtkosten für die Belieferung von Haushaltskunden aus dem Niederspannungsnetz einschliesslich MWSt (links) und von Sondervertragskunden aus dem Mittelspannungsnetz ohne MWSt (rechts)

Die Stromerzeugungskosten müssen sich im liberalisierten Strommarkt an den für den Strombezug maßgebenden, an den Strombörsen gehandelten Börsenpreisen messen lassen. Bezugsverträge werden mit einjähriger Vorlaufzeit verbindlich in den Qualitäten Base-, Vollversorgungs- oder Peak-Lieferung abgeschlossen. Die derzeitige Preisentwicklung der Strom-Forward-Preise in Deutschland in der Zeit vom 1.5.2000 bis 1.3.2004 jeweils für die Belieferung ab dem Folgejahr ist in Abb. 15 dargestellt.

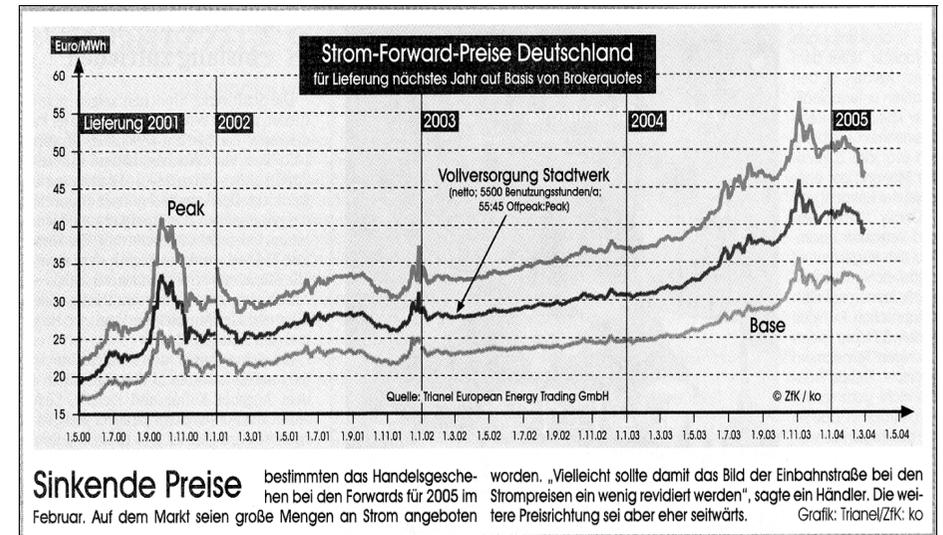


Abb. 15: „Strom-Forward“-Preisentwicklung für Stromlieferungen in den Jahren 2001 bis 2005.

Die Tendenz ist in der betrachteten Zeitspanne leicht steigend, für „Vollversorgung Stadtwerk“ von rd. 2 Cent/kWh für Lieferungen in 2001 auf rd. 4,0 Cent/kWh für Lieferungen in 2005. Die Spotpreise für Stundenkontrakte zeigen eine sehr starke Preisvolatilität von 2 bis 160 Euro/MWh (entsprechend 0,2 bis 16 Cent/kWh) und manchmal noch darüber hinaus.

Neben marktbedingten Volatilitäten bei der Strompreisbildung im liberalisierten Strommarkt ergeben sich die wesentlichen Preisänderungserwartungen auf Grund energiepolitischer Vorgaben, wie z.B. Auslauf der Kernenergienutzung (wenn sie denn tatsächlich kommen sollte), verstärkte Nutzung regenerativer Quellen als notwendige Folge davon und Zurückfahren der inländischen Steinkohlenutzung.

Der Übergang unseres derzeitigen ausgewogenen Stromerzeugungsmixes zu einem technisch denkbaren, visionären Zukunftsmix gemäß den aktuellen energiepolitischen Erwartungen ist in Abb. 16 dargestellt. Die Konsequenz wäre eine Steigerung der jährlichen Stromerzeugungskosten von derzeit rd. 15 Mrd. Euro auf rd. 45 Mrd. Euro.

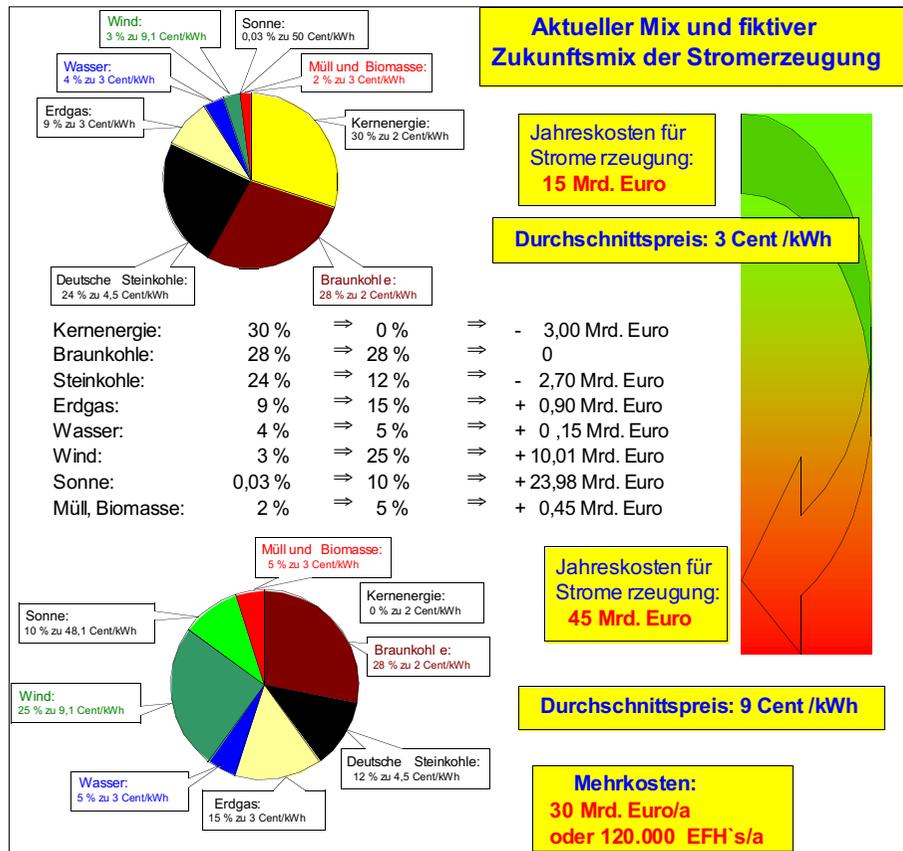


Abb. 16: Aktueller und fiktiver zukünftiger Stromerzeugungsmix

**7. Zusammenfassung**

Die Nutzung der Windkraft zur Stromerzeugung hat in Deutschland ( über 15.000 Anlagen, Deckung von rd. 4 % des Strombedarfes) auf Grund der erfolgreichen staatlichen Förderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) einerseits und die steuerlichen Vorteile aus Verlustzuweisung und Abschreibung andererseits den weltweit höchsten Stand erreicht. Bezüglich der Nennleistung hat sie mit rd. 15.000 MW bereits die 18 %-Marke bezogen auf die Jahreshöchstleistung im Winter von rd. 80.000 MW überschritten. Bezogen auf die Minimallast zur Nachtzeit im Sommer hat der Windleistungsanteil mit Werten von über 25 % bereits einen systemrelevanten Anteil erreicht. Zu Schwachlastzeiten sind bereits heute Leistungsgradienten von über 10 % der jeweiligen Netzlast pro Minute von der Netzregelung

zu bewältigen und aus den konventionellen Kraftwerken durch zunehmende Bereitstellung von Regelleistung abzudecken.

Die gesetzlich festgeschriebene Dauersubventionsbelastung der Stromwirtschaft durch die hohe Einspeisevergütung allein der Windenergie von derzeit jährlich rd. 1,4 Mrd. Euro (rd. 100.000 Euro je WEA) hat die Größenordnung der Steinkohlesubvention erreicht, allerdings für eine geringere Strommenge. Die dem Nachhaltigkeitsgebot geschuldete Schonung der Ressourcen wird zwar erfüllt, jedoch werden den nachfolgenden Generationen erhebliche Kapitalbelastungen aus diesem Subventionstopf auferlegt. Falls Grundlast aus Kernkraftwerken mittelfristig verdrängt wird, vermindert sich nicht die CO<sub>2</sub>-Emission, sondern erhöht sich diese auf Grund des zunehmenden zeitweiligen Erzeugungsbedarfs aus Gasturbinen zu Zeiten abflauernder Winde.

Ein denkbarer Beitrag der Windenergie an der jährlichen Stromerzeugung von z.B. 10 % erfordert eine jährliche Dauersubvention von rd. 3,5 Milliarden Euro. Ob wir uns dies, selbst wenn die Abschmelzungsregelung voll greift und sich die Dauersubvention auf 2,3 Mrd. Euro verringert, auf Dauer ökonomisch leisten können, ist, wie das Beispiel der deutschen Steinkohle zeigt, sehr fraglich.

Nach den großflächigen Stromausfällen in Nordamerika am 14.8.2003, in London am 28.8.2003, in Schweden/Dänemark am 23.9.2003 und in Italien am 28.9.2003 ist die Zuverlässigkeit der Stromversorgung in Deutschland in den Blickpunkt des Interesses gerückt. Daraufhin wurde die Zuverlässigkeit der Stromversorgung in Deutschland von einer Task Force der ETG im VDE, mit Experten aus Wissenschaft und Wirtschaft, neu bewertet und Handlungsempfehlungen in einem Fünf-Punkte Katalog erarbeitet. Dieser fordert insbesondere vom Gesetzgeber im Rahmen des liberalisierten Energiemarktes ein energiepolitisches Gesamtkonzept mit einem klaren Ordnungsrahmen, um so die notwendigen Investitionsentscheidungen auf einer wirtschaftlich sich rechtfertigenden Basis treffen zu können. Hierbei spielen die anstehenden Ersatzinvestitionen für etwa die Hälfte des derzeitigen deutschen Kraftwerkparcs von ca. 50 bis 60 Mrd. Euro bis 2020 eine entscheidende Rolle.

Die Verantwortlichkeit zur Erhaltung einer ausreichenden Reserveleistung ist nicht zuletzt unter den Bedingungen des liberalisierten Strommarktes und der politischen Vorgabe einer Steigerung des Anteils erneuerbarer Energie bis 2010 von heute 5 % auf 12,5 % und bis 2020 auf mindestens 20 % neu zu regeln.

Der notwendige Anteil technisch verfügbarer Reserveleistung von bisher rd. 12 % der installierten Leistung wird infolge der nur fluktuierenden Verfügbarkeit der mit Wind- und Sonnenenergie betriebenen Erzeugungsanlagen erheblich zunehmen. Dabei ist zu beachten, dass die Differenz der installierten Summenleistung aller Kraftwerke zu dem Spitzenleistungsbedarf am Spitzenlasttag von derzeit rd. 30 % der installierten Leistung aus vielfältigen Verfüg-

barkeitsgründen – z. B. im Winter durch Vereisung der Wasserkraftwerkszuläufe in den Bergregionen – nicht mit der notwendigen Reserveleistung verwechselt werden darf. Leider ist dies in der Vergangenheit bei Verlautbarungen aus dem politischen Raum und in Presseartikeln bezüglich behaupteter Überkapazitäten sehr häufig geschehen.

Zu der Frage, ob

- die erhebliche Kapitalbelastung durch den forcierten Einsatz erneuerbarer Energien,
- die zweckentfremdete Inanspruchnahme der probabilistisch notwendigen Reserveleistungen,
- die vermehrte CO<sub>2</sub>-Emission infolge einer kernenergiefreien Stromerzeugung oder
- die Akzeptanz des Betriebes und der Endlagerung der weltweit sichersten Kernkraftwerke mit weiterem Verbesserungspotenzial durch Forschung und Entwicklung zukünftige Generationen in einer globalisierten Welt mehr belasten,

möchte der Autor nicht Stellung nehmen, sondern dies den hierfür legitimierten politischen Entscheidungsträgern auf der Basis der dargelegten Sachverhalte überlassen.

#### Literatur- und Internet-Hinweise

- [1] **Laughton, Michael and Spare, Paul:** Limits to renewables – how electricity grid issues may constrain the growth of distributed generation. in: Energy World, Journal of the Institute of Energy, November 2001, pp 8-11.
- [2] **Hallmann, Willi:** Abriß ausgewählter Beiträge zur Windenergienutzung. FH-Texte, Nr. 43, 1985, Fachhochschule Aachen.
- [3] **Alt, Helmut:** Netzanschlußmöglichkeiten und energiewirtschaftliche Bewertung von Windkraftanlagen. in: Elektrizitätswirtschaft, Jg. 94 (1995), Heft 19, S.1224-1234.
- [4] **VDEW:** Grundsätze für die Beurteilung von Netzzrückwirkungen. VDEW, 3. Auflage 1992.
- [5] **Handelsblatt, Wirtschafts- und Finanzzeitung:** Viel Wind um Windkraftfonds. 14.12.2001.
- [6] **Ostrowski, Rolf von:** Verfahrensrechtliche Aspekte der Windenergienutzung in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ). BSH Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Hamburg. WEW-Fachkongress "Windkraft in Deutschland" am 28.2 und 1.3.2002 in Bremen.
- [7] **Uni Münster, Forschungsgruppe Windenergie IWR:**  
<http://www.uni-muenster.de/Energie/wind/wind/welcome.html>
- [8] **Sontow, Jette:** Dissertation, Energiewirtschaftliche Analyse einer großtechnischen Windstromerzeugung. IER Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Prof. Dr. A. Voß, Forschungsbericht Band 73.
- [9] **Waschki, Thomas:** Nutzung der Windenergie, Rechtsfragen, Leifaden für Kommunalpolitiker und Kommunalverwaltungen, Kommunal-Verlag GmbH, Recklinghausen, 2002.
- [10] **Portz, Norbert:** Planungsrechtliche Steuerung von Windkraftanlagen durch Städte und Gemeinden. DStGB Deutscher Städte- und Gemeindebund. Verlagsbeilage "Stadt und Gemeinde INTERAKTIV" Ausgabe 7-8/2002.
- [11] **Nordex:** We power wind energy: [www.nordex.de](http://www.nordex.de)
- [12] **Enercon:** [www.enercon.de](http://www.enercon.de)
- [13] **Radtke, Uwe; E.ON Netz GmbH, Lehrte:** Technische und wirtschaftliche Konsequenzen der Windenergienutzung in Deutschland. Vortrag in Bad Salzdetfurth am 27.11.2002.
- [14] **Windmöller, Rolf; RWE NET AG, Dortmund:** Wie viel Windenergie verkraftet das Netz? VDEW/VDN/ZVEI-Fachkongress "Windkraft in Deutschland" am 20.3.2003 in Lübeck.

- [15] **Heinloth, Klaus:** Die Energiefrage – Bedarf und Potentiale, Nutzung, Risiken und Kosten. Vieweg Verlag, Braunschweig/Wiesbaden. 2003.
- [16] **Weber, C.:** Das Investitionsparadox in wettbewerblichen Strommärkten. in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 52 (2002), Heft 11, S. 756-759.
- [17] [www.eex.de/spot](http://www.eex.de/spot) market/market data
- [18] **VDE:** Stromversorgungsstörungen, VDE-Analyse, [www.vde.com/etg](http://www.vde.com/etg)
- [19] **Jäger, Gerd und Weis, Michael:** Forschungsförderung Kernenergie 1956 bis 2002. in: Ansubfinanzierung oder Subvention? atw, Jg. 49 (2004) Heft 1, S. 8-10.



## GASHYDRATE DER MEERESBÖDEN: EIN DYNAMISCHER METHANSPEICHER IM OZEAN

Gerhard Bohrmann<sup>1</sup> und Erwin Suess<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Fachbereich Geowissenschaften der Universität Bremen

<sup>2</sup>IFM-GEOMAR Leibniz Institut für Meereswissenschaften  
an der Christian-Albrechts Universität zu Kiel

### 1. Einführung

Gashydrate sind feste Verbindungen aus Gasmolekülen und Wasser, welche je nach Wassertemperatur im Ozean und entsprechendem Druck ab 300-700 m Wassertiefe in Form von Methanhydraten vorkommen. Neben Methan bilden zahlreiche Gase, wie z.B. Kohlendioxid, Stickstoff und andere Kohlenwasserstoffe ebenfalls diese feste Verbindung bei höheren Drücken und niedrigen Temperaturen. Bereits 1810 gelang es erstmals dem britischen Naturforscher Sir Humphrey Davy eher zufällig Chlorhydrate aus Chlorgas und Wasser herzustellen. Mehr als ein Jahrhundert lang galten Gashydrate jedoch als chemische Kuriosität und wurden kaum beachtet. In den dreißiger Jahren des 20. Jahrhunderts allerdings wurden den Gashydratverbindungen grössere Beachtung geschenkt, als durch die Öl- und Gasindustrie bekannt wurde, dass unbeabsichtigte Gashydratbildung für Transportprobleme in Pipelines verantwortlich waren. Es bildete sich bei herabgesetzten Temperaturen festes Methanhydrat aus unter Druck stehendem feuchtem Erdgas und verstopfte die Leitungssysteme. In den folgenden Jahren wurde das Problem durch besseren Feuchtigkeitsentzug des Erdgases und durch Zusätze von Frostschutzmitteln verhindert.

Aufgrund theoretischer Überlegungen wurden von russischen Wissenschaftlern in den 70er Jahren natürliche Vorkommen von Methanhydraten auf unserem Planeten postuliert. Beprobungen vom Meeresboden im Schwarzen Meer, Golf von Mexiko und vor Mittelamerika konnten dies in den 80er Jahren belegen. Die nur vereinzelt angelegten wissenschaftlichen Untersuchungen seit dieser Zeit zeigten, dass Methanhydrate weltweit in den Sedimenten der Ozeanränder und den Böden der Permafrostgebiete vorkommen. Hierbei erwies sich eine charakteristische Schallausbreitung der gashydratführenden Schichten als besonders vorteilhaft für die geophysikalische Kartierung der Vorkommen im Meeresboden. Die sich langsam durchsetzende Erkenntnis, dass natürliche Methanhydrate in grossen Mengen existieren, erweckt heute das Interesse vieler Wissenschaftler.

Wichtige Fragestellungen dabei sind die mögliche Nutzung als zukünftige Energieressource, die Folgewirkung der Methanhydrate auf das Klima, ihre Einbindung in den Kohlenstoffkreislauf, die Zementierung der Kontinentalhänge durch Gashydrate und ihre Stabilität, sowie ihre Bedeutung bei einer ganzen Reihe von geologisch-biologisch-geochemischen Prozessen

vor allem im marinen Bereich. Diese grundlegenden Fragen und angewandte Problemstellungen, wie z.B. die Gründung von Förderplattformen für Öl und Erdgas in gashydratführenden Sedimenten, führte gegen Ende des 20ten Jahrhunderts dazu, dass unter anderen Japan, Kanada, USA, China, Deutschland und Indien jeweils nationale Forschungsprogramme sehr unterschiedlicher Art zur Untersuchung der Gashydratproblematik aufstellen. Auch internationale Programme, wie das INTEGRATED OCEAN DRILLING PROGRAM (IODP) und das INTERNATIONAL CONTINENTAL DRILLING PROGRAM (ICDP) haben globale Gashydratfragestellungen in ihre Programme aufgenommen. Im Folgenden soll der bisherige Erkenntnisstand in groben Zügen skizziert werden.

### 2. Struktur, Aufbau und Stabilität

Gashydrate sind nicht-stöchiometrische Verbindungen, wobei die Wassermoleküle (sogenannte Strukturmoleküle) Käfigstrukturen aufbauen (Abb. 1), in denen Gasmoleküle (als Gastmoleküle) eingeschlossen sind. Sie werden deshalb auch Käfigverbindungen oder Clathrate (lat.: clatratus = Käfig) genannt. Generell können Gashydrate bei ihrer Bildung gleichzeitig verschiedene Gasmoleküle abhängig von ihrer Häufigkeit in der Umgebung in getrennten Käfigen einbauen. Neben CH<sub>4</sub> sind es in der Natur vor allem H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> und seltener höhere Kohlenwasserstoffe wie Ethan, Propan bis Butan. Bisher sind in der Natur drei unterschiedliche Kristallstrukturen von Gashydraten bekannt, von denen die beiden Strukturen I und II im kubischen und die dritte Struktur (auch H genannt), wie Eis im hexagonalen Kristallsystem kristallisieren. Neuere Hochdruckphasen von Methanhydrat experimenteller Natur sind allerdings kürzlich beschrieben worden (LOVEDAY ET AL. 2001).

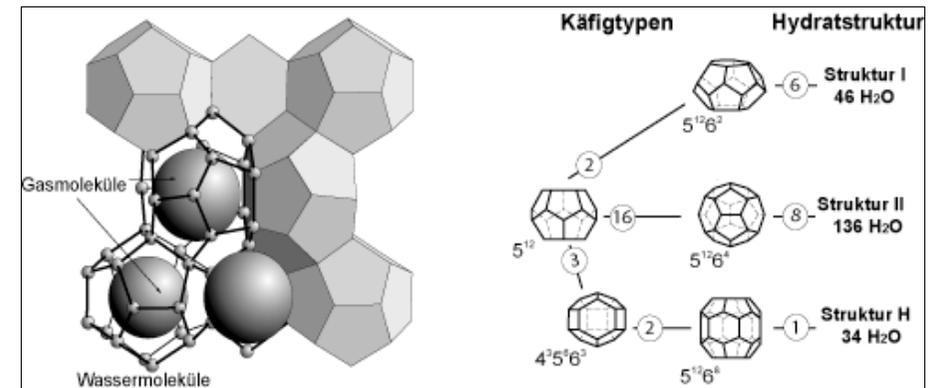


Abb. 1:

Links: schematische Darstellung der Gashydratstruktur I. Die Elementarzelle besteht aus acht Wasserkäfigen der beiden Käfigtypen  $5^{12}$  und  $5^{12}6^2$ , in denen jeweils Platz für ein Gasmolekül ist. Die H<sub>2</sub>O-Moleküle sind über H-Brücken miteinander verbunden. Rechts: die fünf verschiedenen Käfigtypen der drei Gashydratstrukturen I, II und H, Anzahl der verschiedenen Wasserkäfige der jeweiligen Einheitszelle, sowie Anzahl ihrer Wassermoleküle pro Elementarzelle.

Die Struktur der Gashydrate kann dabei als eine Packung von Polyederkäfigen aufgefasst werden. Fünf verschiedene Polyederkäfige können diese Packungen bilden (Abb. 1; Tab. 1). Einfachster Käfigtyp ist ein aus zwölf fünfeckigen Flächen bestehender Körper ( $5^{12}$ ). Dieser Pentagondodekaeder, der in allen drei Gashydratstrukturen zu finden ist, wird durch Zunahme von 2, 4 und 8 Hexagonen erweitert, wodurch der Käfig seinen Durchmesser vergrößert und dadurch von größeren Gasmolekülen stabilisiert werden kann (Tab. 1). Mit drei verschiedenen Flächen nämlich Pentagonen, Hexagonen sowie drei Quadraten ist der kleine Käfig der Struktur H ( $4^3 5^6 6^3$ ) ein besonderer Käfigtypus. Berücksichtigt man den van-der-Waals-Radius der Wassermoleküle, so haben die kleinsten Käfige ein kugelförmiges Volumen mit dem Radius 2,37 Å. Das Volumen der großen Käfige hat die Form eines Ellipsoids mit einer langen Halbachse von 3,1 Å und einer kurzen Halbachse von 2,8 Å.

Alle drei Gashydratstrukturen kommen in der Natur vor, wobei die Struktur I am häufigsten ist. Sie besteht aus acht Käfigen in einer Elementarzelle: sechs großen und zwei kleinen Käfigen. In den Käfigen der Struktur I können Gasmoleküle mit einem Durchmesser von 3,8-4,3 Å wie z.B.  $\text{CH}_4$ ,  $\text{CO}_2$ , Xenon oder  $\text{H}_2\text{S}$  eingebaut werden. Die Zusammensetzung ist dabei keineswegs stöchiometrisch, d.h. einzelne Käfige können leer bleiben. Das hat auf die im Hydrat gespeicherte Gesamtmenge an Gas großen Einfluss. Wichtigster Parameter ist hier die Größe der Gasmoleküle. Im Xenonhydrat z.B. (Gast-Durchmesser 4,3 Å) sind lediglich 75% der kleinen Käfige besetzt, während im  $\text{CH}_4$ -Hydrat (Gast-Durchmesser 4,1 Å) die Besetzung bei nahezu 100% liegt. Die großen Käfige sind bei beiden Hydraten vollständig besetzt. Die Hydratgitter passen sich kaum an Größe und Geometrie der Gastmoleküle an, welches in den relativ starren Wasserstoffbrücken begründet liegt. Abweichungen von der tetraedrischen  $\text{H}_2\text{O}$ -Koordination sind offenbar so ungünstig, dass bei einer stärkeren Fehlanpassung zwischen Gast und Gitter das System bevorzugt in eine andere Struktur ausweicht (SLOANE 1997).

Hydratstruktur	I		II		H		
	klein	groß	klein	groß	klein	mittel	groß
Polyederbeschreibung	$5^{12}$	$5^{12}6^2$	$5^{12}$	$5^{12}6^4$	$5^{12}$	$4^3 5^6 6^3$	$5^{12}6^8$
Käfiganzahl	2	6	16	8	3	2	1
Ø Käfigradius (Å)	3,8	4,33	3,91	4,73	3,9*	4,06*	5,71*
Koordinationszahl	20	24	20	28	20	20	36
n $\text{H}_2\text{O}$ /Einheitszelle	46		136		34		

Tabelle 1:

Zusammenfassung der Kenngrößen der drei Gashydratstrukturen nach (SLOANE 2003).

\* bedeutet Abschätzungen der Struktur H aus geometrischen Modellen.

Die Kristallstruktur I ist in der Natur vorwiegend an das Vorkommen von biogenem Methan gebunden, das z.B. in den Sedimenten der Ozeanböden weit verbreitet ist. Die Struktur II enthält 24 Käfige pro Elementarzelle, sechzehn kleine und acht große Käfige (Abb. 1; Tab. 1), wobei die letztgenannten Käfige größer sind als in der Struktur I. Natürliche Gasmischungen mit Molekülen größer als Ethan und kleiner als Pentan bilden daher die Struktur II. Deren Vor-

kommen ist meist auf Gebiete mit einer thermogenen Gasbildung in Sedimenten, d.h. Kohlenwasserstofflagerstätten, beschränkt. Die kompliziertere Struktur H enthält neben den Käfigen  $5^{12}$  und  $4^3 5^6 6^3$  auch einen Käfigtypus, der zum Aufbau und Stabilisierung sehr große Gasmoleküle (z.B. Methylcyclohexan) benötigt (SLOANE 1997).

Zur Bildung von natürlichem Gashydrat sind neben der Verfügbarkeit von Gas in Übersättigung und Wasser, die Druck-Temperatur-Bedingungen die entscheidenden Faktoren. Gashydrate sind generell nur bei hohen Drücken und relativ niedrigen Temperaturen stabil, wobei die Anwesenheit von  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$  und höheren Kohlenwasserstoffen die Hydrat-Gas-Phasengrenze zu höheren Temperaturen und niedrigeren Drücken verschiebt (Abb. 2). Stickstoff und im Wasser gelösten Salze, wie z. B. marine Porenwässer verschieben die Phasengrenze dagegen zu niedrigeren Temperaturen und geringeren Drücken.

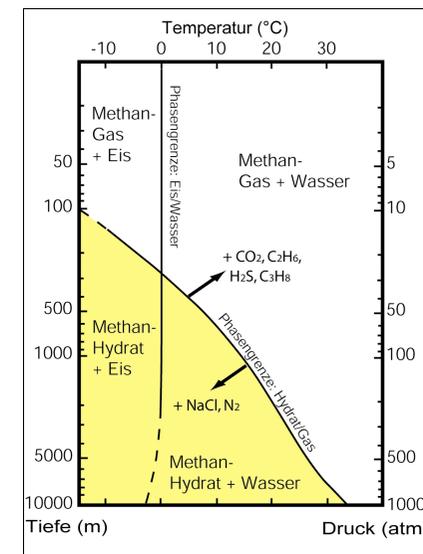


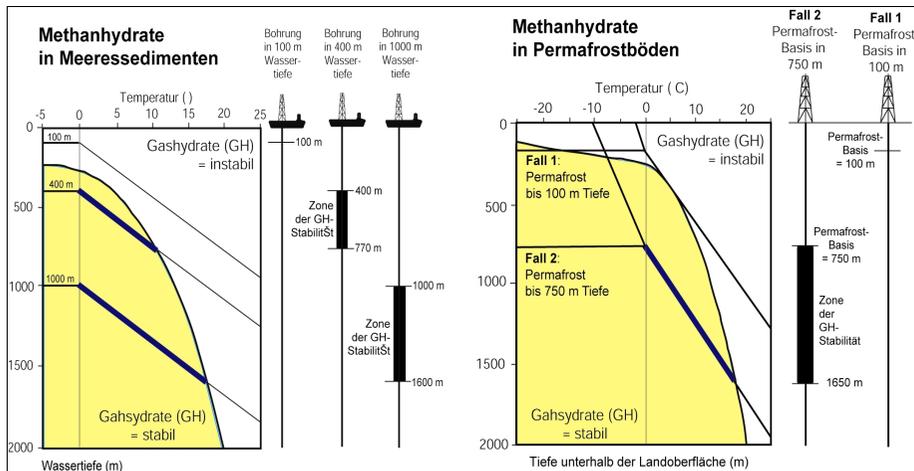
Abb. 2: Stabilität von Methanhydraten idealer Zusammensetzung (schattiertes Feld) in dem Druck-Temperatur-Feld (KVENVOLDEN 1993).

### 3. Vorkommen in der Natur

Auf der Erde kommen überwiegend Methanhydrate vor, aber auch Stickstoff-Hydrate, die z.B. als Luftclathrate in den Eisschilden Grönlands und der Antarktis bekannt sind. Auf anderen Planeten gibt es  $\text{CO}_2$ -Hydrate. Hier sollen vorwiegend die natürlichen Methanhydrate betrachtet werden, die aufgrund des weit verbreiteten Faulgases Methan und ihrer physikalischen Stabilitätsbedingungen (Abb. 2) prinzipiell in Meeressedimenten vorkommen als auch in Permafrostböden der polaren Regionen.

Abbildung 3 zeigt die Temperatur- und Druckbedingungen für Methanhydrate im marinen Milieu. Bei 0°C, z.B. in polaren Gebieten, sind beispielsweise in 100 m Wassertiefe Methanhydrate instabil. Liegt der Meeresboden allerdings tiefer als 400 m, so ist ein Vorkommen möglich, wobei die Mächtigkeit der Hydrat-Zone je nach Temperaturgradient variiert. Durch die geothermische Tiefenstufe sind ab einer bestimmten Tiefe im Sediment die Temperaturen wiederum so hoch, dass Gashydrate nicht mehr existieren und freies Gas und Wasser vorliegen. Bei einer mittleren Temperaturzunahme von 3°C pro 100 m Sedimenttiefe (Abb. 3) kann prinzipiell bei einer Bohrung in 400 m Wassertiefe eine Hydratschicht von 370 m erwartet werden. Diese Schicht ist in 1000 m Wassertiefe schon 600 m mächtig. Bei einer stärkeren Temperaturzunahme, wie z.B. in Sedimenten aktiver Kontinentalrandbereiche (4-6°C pro 100 m Tiefe) ist die Mächtigkeit der Hydrat-Zone generell geringer. Gashydrate sind in Ozeanböden bevorzugt entlang der Ozeanränder in bis zu 1.100 m Sedimenttiefe nachgewiesen worden.

In Gebieten mit Permafrost sind die Temperaturgradienten wesentlich geringer, so dass die Zone der Gashydratstabilität mächtiger ist. Abbildung 3 zeigt Temperaturverläufe von 1.3°C/100 m innerhalb der Permafrostzone und 2°C/100 m unterhalb der Permafrostbasis. Zusätzlich spielt für die Stabilität der Gashydrate die Umgebungstemperatur bzw. die Mächtigkeit der gefrorenen Zone eine entscheidende Rolle. Bei einer Permafrostbasis in 100 m Tiefe (Fall 1; Abb. 3) sind aufgrund der physikalischen Verhältnisse keine Gashydrate zu erwarten. Deutlich anders ist dies bei einer tiefer liegenden Permafrostbasis wie im Fall 2 (Abb. 3), wo eine fast 900 m mächtige Gashydratzone ausgebildet sein kann.



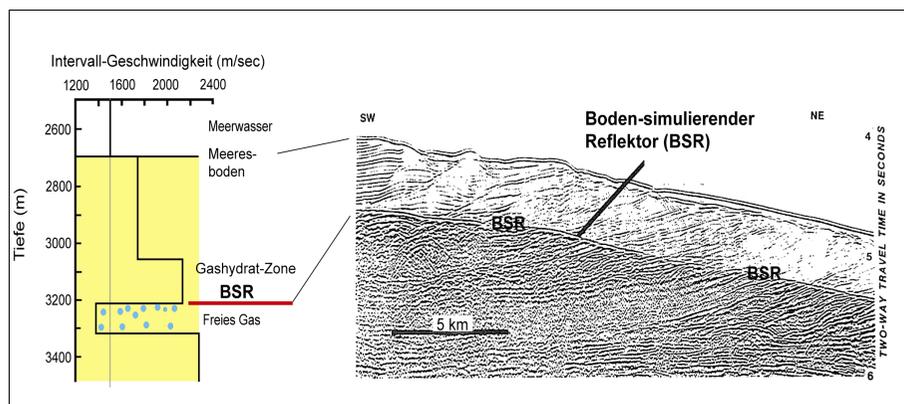
**Abb. 3: Theoretische Verteilung der Zone von Methanhydratstabilitäten in Ablagerungen der Ozeane (links) und in Permafrostregionen (rechts) und das potenzielle Vorkommen von Gashydraten in Tiefbohrungen (nach DALLIMORE et al. 1999).**

Während die physikalischen Parameter Druck und Temperatur die generell mögliche Verteilung der Methanhydrate beschreibt, ist ein limitierender Faktor die allgemeine Verfügbarkeit einer ausreichenden Menge von Gas, vornehmlich CH<sub>4</sub>. In den Sedimenten der Ozeanböden stammt das Methan zu einem großen Anteil aus dem fermentativen Abbau organischen Materials bzw. aus der bakteriellen CO<sub>2</sub>-Reduktion in so genannten anoxischen Ablagerungen, wie sie ab einer bestimmten Tiefe unter dem Meeresboden in fast allen Sedimentbecken vorkommen. Teilweise wird es aber auch durch thermokatalytische Umwandlungsprozesse in noch tieferen Sedimentschichten gebildet, bevorzugt im Zusammenhang mit Erdöllagerstätten. Die bei weitem höchsten Anteile an CH<sub>4</sub> entstehen im Bereich der Kontinentalränder, wo durch hohe Planktonproduktion der Ozeane und durch hohe Sedimentationsraten, große Mengen von organischem Material zur Ablagerung kommen und für die Gasbildung zur Verfügung stehen. Daher sind Gashydrate global an allen passiven und aktiven Kontinentalrändern zu finden, aber auch in allen Randmeeren, wie im Schwarzen Meer, im Mittelmeer und im Baikalsee, wo ähnliche Bedingungen herrschen. Vorkommen im Kaspischen Meer und dem Golf von Mexiko sind überwiegend an Kohlenwasserstofflagerstätten gebunden.

Alle bisher bekannten Gashydratvorkommen wurden vom United States Geological Survey zusammengestellt (USGS). Gashydrate wurden bisher an mehr als 25 Lokationen beprobt oder durch geochemische Analysen wie z.B. Chlorid-Anomalien (SUESS ET AL. 1999) im Porenwasser von Sedimenten nachgewiesen. An mindestens 80 Lokationen ist die Existenz von Gashydraten durch die geophysikalische Registrierung eines Boden-simulierenden Reflektors (BSR) nachgewiesen. Der BSR ist ein seismischer Reflektor mit negativem Reflexionskoeffizienten. Er entsteht an der Grenzfläche von hydrathaltigen Sedimenten zu solchen mit freiem Methangas. BSR-Strukturen verlaufen entlang von Isothermen nahezu parallel zur Morphologie des Meeresbodens und folgen nicht dem Verlauf stratigraphischer Horizonte, sondern können geneigte Flächen schneiden (Abb. 4). Der Reflektor tritt in Tiefen bis zu einigen hundert Metern unterhalb des Meeresbodens auf und zeigt die Untergrenze der Zone der Gashydratstabilität an. Demnach sind Gashydrate oberhalb des BSR zu erwarten, darunter existiert freies Gas.

BSR-Horizonte mit verschiedener Ausprägung wurden im Rahmen des *Ocean Drilling Program* an den Kontinentalhängen vor Peru, Chile, Costa Rica, Oregon/Washington und am Blake-Rücken vor Nord Carolina erbohrt. Obwohl noch im Einzelfall bestimmte Detailsignaturen nicht ganz verstanden werden, scheint die Bedeutung des freien Gases unterhalb der Zone der Gashydrate die Amplitudenstärke und Ausbildung der BSR-Signaturen zu bestimmen. Wesentlich ist dabei der Kontrast in den seismischen Geschwindigkeiten. Gashydratzementierte Sedimente haben generell höhere Geschwindigkeiten als unzementierte Ablagerungen. Zusätzlich verringert die Existenz von freiem Gas unterhalb des BSR die Schallgeschwindigkeiten drastisch z.T. auf weniger als die im Meerwasser von 1500 m/sec (Abb. 4). Der Geschwindigkeitskontrast wird dabei maximiert und führt zur optimalen Ausbildung des BSR. Ist kein freies Gas unterhalb der Gashydratzone vorhanden, so wird mit konventioneller

Seismik kein BSR registriert, obwohl Gashydrate vorhanden sind. Diese mit geophysikalischen Methoden nicht zu erkennenden Gashydratvorkommen sind der Grund dafür, dass die weltweiten Vorkommen möglicherweise unterschätzt werden.



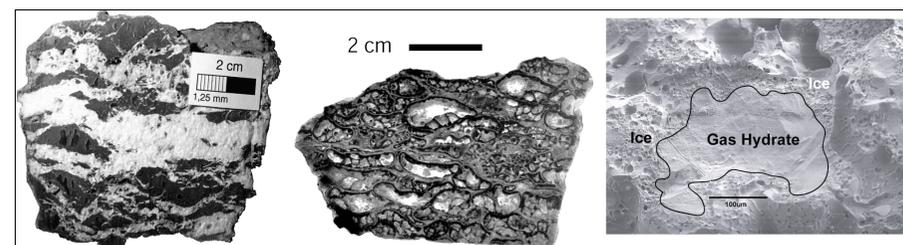
**Abb. 4:** Seismische Aufzeichnung von gashydratführenden Sedimenten am Blake-Rücken (rechts; nach PAULL ET AL. 1996). Unterschiedliche schwache Reflexionen oberhalb des BSR weisen auf eine unterschiedlich starke Füllung des Porenraumes mit Gashydrat hin. Unterhalb des BSRs führt freies Gas im Porenraum zu starken Reflexionen. Das Modell der seismischen Geschwindigkeit (links) zeigt den großen Kontrast der Schalllaufzeiten im Bereich des BSRs.

Neben der BSR-Verteilung gibt vor allem die geologische Probennahme Aufschluss über Gashydratvorkommen. Dies geschah in der Vergangenheit vorwiegend von Bohrschiffen aus im Rahmen der internationalen Programme DSDP und ODP oder durch oberflächennahe Beprobungen von Forschungsschiffen. Da Gashydrate unter den Druck- und Temperaturbedingungen an Bord nicht stabil sind, zerfallen sie und sind wahrscheinlich in der Vergangenheit vielfach übersehen worden. Nur die Anwendung von „druckerhaltenden“ Probennehmern oder eine besonders schnelle Probenbergung und -bearbeitung, bei der die Gashydrate in flüssigem Stickstoff konserviert werden, ermöglichen die spätere Bearbeitung von Gashydraten im Labor.

#### 4. Fallbeispiel: Hydratrücken der Cascadia Subduktionszone

Besonders gut ausgebildete oberflächennahe Gashydrate kommen auf dem Hydratrücken vor der Küste Oregons vor. Wiederholt wurden große Mengen von Gashydraten vom Südgipfel des untermeerischen Rückens mit einem Videogreifer aus 780 m Wassertiefe geborgen (SUESS ET AL. 1999, 2001, BOHRMANN ET AL. 1998). Der Hydratrücken ist ein langgestreckter Akkretionsrücken von ca. 30 km Nord/Süd-Erstreckung und ca. 15 km Breite. Er ist eine typische Struktur entlang der Begrenzungen von Erdplatten im tektonischen Plattengefüge und entstand durch die Subduktion der ozeanischen Juan-de-Fuca-Platte unter den Nordamerika-

nischen Kontinent. An seinem südlichen Gipfel kommen Gashydrate direkt am Meeresboden vor, zusammen mit einer speziellen Faunenvergesellschaftung von calyptogenen Muscheln.

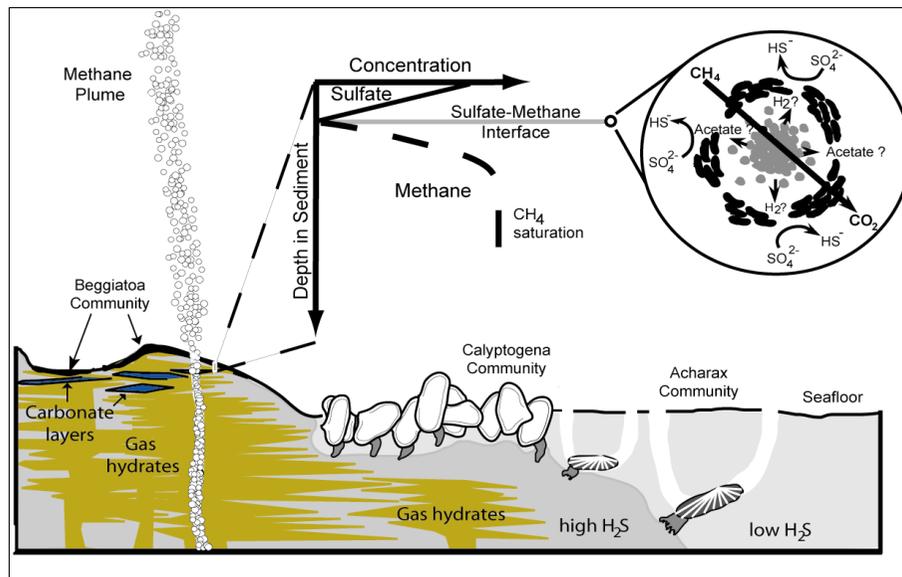


**Abb. 5:** Gashydratgefüge aus 780 m Wassertiefe vom Hydratrücken vor der Küste von Oregon. Links: Die Anschnittfläche zeigt die Verteilung von reinem Gashydrat (weiß), welches das dunkle Sediment vielfach verzweigt durchdringt. Mitte: Der Dünnschnitt einer reinen Gashydratlage dokumentiert das poröse, schwammähnliche Gefüge. Rechts: Eine porenreiche Gashydratprobe zeigt unter dem Fe-Rasterelektronenmikroskop, dass nur noch Reste der Gashydratstruktur in der Mitte existieren, während die unmittelbaren umliegenden Bereiche bereits aus Eis bestehen.

Gashydratproben vom Hydratrücken zeigen, wie auch von anderen Regionen, z. B. aus dem Golf von Mexiko, dem Ochotskischen Meer und dem Schwarzen Meer, sehr inhomogene Verzahnungsgefüge von meist weißem Gashydrat mit dem Sediment (Abb. 5). Generell tritt Gashydrat in fein verteilten Knöllchen bis hin zu massiven reinen Lagen von mehreren cm bis dm Dicke auf. Andere Gefüge sind auskeilende weiße Lagen, mm- bis cm-dünne Wechsellagerungen bis hin zu irregulären Verzweigungen der Gashydrate, die das ursprüngliche Sedimentgefüge völlig auflösen und zur Bildung von Sedimentklasten führen (Abb. 5). Mikroskopische Analysen an Dünnschnitten der reinen Gashydrate zeigen ein schwammartiges Gefüge, wobei die Porengrößen sehr unterschiedlich ausgebildet sind (Abb. 5). Diese Porenstruktur scheint typisch für oberflächennahe Vorkommen und entsteht durch im Sediment aufsteigende Gasblasen, wobei sich am Blasenrand im Kontakt zum Porenwasser Überzüge von Gashydraten bilden. Das Aufsteigen von Gasblasen aus dem Meeresboden wurde von Tauchbooten aus und mit Robotern direkt beobachtet aber auch mit Echolotsystemen in der Wassersäule registriert (HEESCHEN ET AL. 2003). Obwohl Mikrostrukturanalysen von Gashydraten bisher nur vom Hydratrücken vorliegen, ist es auf Grund der häufig zu beobachtenden Gasblasenaustritte am Meeresboden anderer Gebiete sehr wahrscheinlich, dass auch dort nahe der Meeresbodenoberfläche gebildetes Gashydrat durch Aufstieg von Gasblasen gebildet wird.

Das Vorkommen von Gashydrat mit porösem Gefüge unmittelbar am Meeresboden führt zu mehreren wichtigen Folgeerscheinungen. So scheinen aufgrund ihrer geringeren Dichte als Wasser, wohl immer wieder größere Gashydratbrocken aufzuschwimmen, wobei einerseits Pockmark-ähnliche Strukturen am Meeresboden zurück bleiben, andererseits klimawirksames Methan in die Atmosphäre gelangt (SUESS ET AL. 2001). Weiterhin stellt das Methanhydrate aufgrund seiner hohen Packungsdichte der Methanmoleküle eine große Verfügbarkeit von

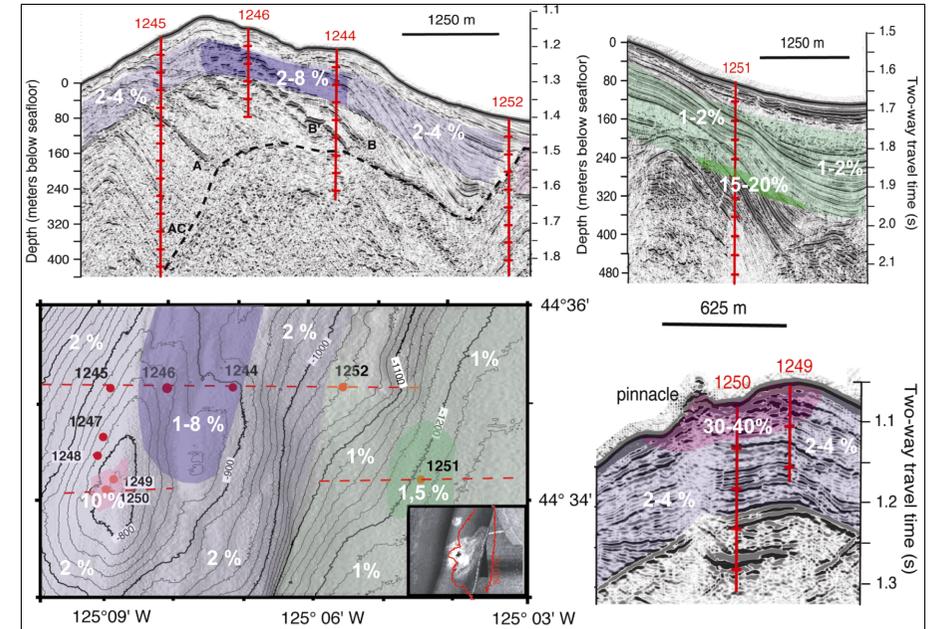
Methan nahe der Sedimentoberfläche dar, die unter Beteiligung von Meerwassersulfat von Mikroorganismen durch anaerobe Methanoxidation intensiv genutzt wird. Dieser Prozess der anaeroben Methanoxidation, der von Geochemikern schon lange erkannt wurde (CLAYPOOL UND KAPLAN 1979) konnte kürzlich durch die Identifizierung der Mikroben, welche für diese Art der Methanoxidation verantwortlich sind, durch die Mikrobiologie bestätigt werden. Der gekoppelte Methan- und Sulfatumsatz geschieht durch ein Konsortium aus Archaea und sulfatreduzierenden Bakterien, die an Gashydratstandorten auf dem südlichen Gipfel des Hydratrückens höchste Umsatzraten zeigten (BOETIUS ET AL. 2000). Die anaerobe Methanoxidation initiiert oberflächennahe Karbonatbildung (BOHRMANN ET AL. 1998) und die Bereitstellung von großen Mengen an Schwefelwasserstoff, welche von einer weiteren Gruppe von Mikroben direkt oder indirekt von chemosynthetisch lebenden Organismen, wie z.B. calyptogenen und solemyoiden Muschel genutzt werden (Abb. 6).



**Abb. 6:** Verteilung der Gashydrate im Sediment in der Nähe von Blasenaustrittsstellen am Meeresboden des Hydratrückens vor Oregon. Freies Gas dringt sowohl schichtparallel in die Sedimente und bildet dort Gashydrate, als auch in die Wassersäule und führt zur Ausbildung akustischer Plumes. Die hohe Verfügbarkeit von Methan führt bei Anwesenheit von Sulfat zur anaeroben Methanoxidation, umgesetzt durch ein Konsortium von Archaea und sulfatreduzierenden Bakterien. Bei dieser Form der Methanoxidation entsteht Schwefelwasserstoff, dessen Verteilungsgradienten die Besiedlung chemosynthetisch lebender Muscheln bestimmt (nach SAHLING ET AL. 2002).

Für viele Gashydratfragestellungen ist die Verteilung der Hydrate innerhalb der Gashydratstabilitätszone, sowie die Quantifizierung der lokalen Gashydratmenge von entscheidender Bedeutung. Mit dieser Fragestellung wurde im Jahre 2002 die Bohrkampagne (Fahrt 204)

im Rahmen des OCEAN DRILLING PROGRAM zum südlichen Hydratrücken durchgeführt. Neun Bohrungen (Abb. 7) wurden in einem zuvor durch 3D-Seismik vermessenem 40 km<sup>2</sup> großen Gebiet, so platziert, dass mit den Bohrkernanalysen die Gashydratverteilung in den verschiedenen geologischen Environments abgeleitet werden konnte (TRÉHU ET AL. IN PRESS).



**Abb. 7:** Gashydratverteilung in Sedimenten vom südlichen Hydratrücken abgeleitet aus Bohrkernen der Fahrt 204 des Ocean Drilling Program (TRÉHU ET AL. IN PRESS). Die Karte unten rechts zeigt die durchschnittlichen Gashydratgehalte im Porenraum gemittelt über die gesamte Gashydratzone, während in den Profilen die durchschnittliche Gashydratkonzentration des Porenraumes für bestimmte Horizonte und Faziesräume angegeben wird.

Zur Detektierung und Quantifizierung von Hydraten in den Bohrkernen wurde eine Vielzahl von geochemischen und geophysikalischen Methoden benutzt, die auch mit in situ Loggingverfahren in den Bohrlöchern abgeglichen wurden. Als das bei weitem wichtigste Verfahren hat sich die Erfassung der negativen Chloridanomalien im Porenwasser, obwohl ein Artefakt gut bewährt. Das natürlich vorkommende Hydrat besteht nur aus salzfreiem Wasser, welches beim Hieven der Bohrkern im Bohrstrang und an Deck durch Zersetzung zur Verdünnung des Porenwassersalzgehaltes führt. Die Verdünnung wurde quantitativ in Gashydratgehalt des Porenraumes umgerechnet. Leider sind Hydrate innerhalb der Gashydratzone extrem inhomogen verteilt und die Porenwasseranalysen auf dem Bohrschiff waren zahlenmäßig begrenzt, so dass nur bei extrem hoher Probenauflösung alle Hydratvorkommen damit erfasst werden können. Eine Gesamtdarstellung der Hydratlagen gelang allerdings durch kontinuierliche Temperaturmessungen an den geborgenen Bohrkernen mit Hilfe von Infrarotkameras. Gashydratzer-

setzung ist eine stark endotherme Reaktion, bei der die Umgebungswärme verbraucht wird und es zur Ausbildung von kalten Flecken um den Bereich der Zersetzung kommt. Die kontinuierlichen Temperaturregistrierung konnte mit den negativen Chlorid-Anomalien geeicht werde, welche in Kombination mit in-situ Verfahren zu einem detaillierten Abbild der Gashydratverteilung aller Kerne führte.

Die Bohrungen 1244, 1245 und 1246 über den eigentlichen Rücken vertreten die Normalsituation eines Akkretionsrückens und zeigten Hydratgehalte von 2-4% bzw. 2-8% im Porenraum der Sedimente zwischen ca. 40 m Sedimenttiefe bis zum BSR in 114-134 m Tiefe (Abb. 7). Im Gegensatz zur Situation auf dem Rücken und seinen Flanken repräsentiert die Bohrung 1251 ein den Akkretionsrückens zwischengelagertes Becken mit hohen Sedimentationsraten. Dort konnte ein Gashydratgehalt von 15-20 % des Porenraumes in einer ca. 20 m mächtigen Lage oberhalb des BSR ab 200 m nachgewiesen werden, während die darüberliegenden Sedimente nur eine Gashydratführung von 1-2% des Porenraumes haben. In den Bohrungen 1247-1250 des südlichen Gipfelbereich mit starkem Fluidaufstieg und Austritt am Meeresboden sind die Verhältnisse umgekehrt: Dort wurden extrem hohe Hydratgehalte zwischen 30-40 % in den obersten 30 m Sedimenttiefe vorgefunden, die von einer mittleren Gashydratführung zwischen 2-4% bis zum BSR unterlagert werden (Abb. 7). Hier wird über eine mehrere m mächtige Schicht aus vulkanischer Asche unterhalb der Gashydratzone freies Gas aus tiefen Schichten des nördlichen Rückens den oberen Schichten in großer Menge zugeleitet. Die Zuführung dieser enormen Gasmengen führt zur oberflächennahen, massiven Gashydratbildung und zu einer solch starken Wasserbindung in den Sedimenten, dass freies Gas im Überschuss in der unteren Gashydratzone existieren kann. Dies belegen die Messungen der extrem niedrigen elektrischen Leitfähigkeiten der Loggingverfahren im Bohrloch (TRÉHU ET AL. 2003). Die Gashydratbildung im oberen Bereich führt weiterhin zur Salzanreicherung im Porenwasser, die dreifach erhöhte Chloridkonzentrationen gegenüber normalem Meerwasser bewirkt. Die Gashydratbildung ist dabei so schnell, dass dieser Salzgehalt durch die Diffusion nicht wieder ausgeglichen werden kann (TRÉHU ET AL. 2003).

## 5 Energiepotenzial

Im Vergleich ausgewählter, wichtiger Speichergößen der verschiedensten organischen Kohlenstoffvorkommen der Erde ist die Menge an Kohlenstoff, die in Gashydraten existiert, enorm groß (Abb. 8). Obwohl es bei der globalen Bilanzierung noch Unsicherheiten gibt und andere Kohlenstoffspeicher unberücksichtigt bleiben, wird heute allgemein von einer Größenordnung 6.000 bis 12.000 Gigatonnen Kohlenstoff, der in Gashydraten gebunden ist, ausgegangen.

Dies übersteigt die Kohlenstoffmenge der zurzeit bekannten Vorkommen fossiler Brennstoffe bei weitem und stellt somit ein Potenzial für die Zukunft dar, wenn die konventionellen Ener-

gieträger ausgeschöpft sein sollten. Voraussetzung dafür ist allerdings, dass unabhängig von der Treibhausproblematik des Kohlendioxids aus der Verbrennung, Fördermethoden entwickelt werden, die einen wirtschaftlichen und umweltschonenden Abbau sowohl im marinen als auch im Permafrostbereich ermöglichen. Hierzu gehört auch die Vermeidung von unkontrollierten Emissionen an Methan in die Atmosphäre. Ohne eine Lösung der Treibhausproblematik durch aktive CO<sub>2</sub>-Sequestrierung muss die Nutzung von Gashydraten im globalen Maßstab ein unrealistisches Vorhaben bleiben.

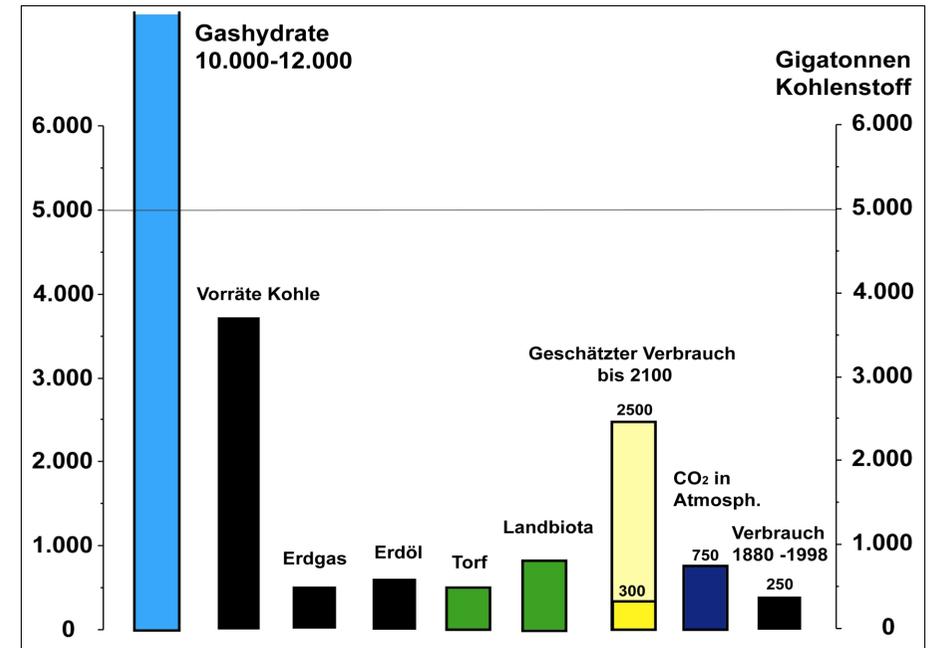


Abb. 8: Mengenanteile von organischem Kohlenstoff einzelner ausgewiesener Speichergößen der Erde nach Angaben des IPCC. Die in Gashydratvorkommen geschätzte Kohlenstoffmenge ist ein großer Speicher, der weit über dem der fossilen Energieträger liegt. Eine große Schwankungsbreite von 300- 2500 Gt liegt beim geschätzten Verbrauch, da hierzu viele unbekannte Kenngrößen, wie Reduktion des Energieverbrauchs, mögliche Nutzung neuartiger Materialien, Art der Lebensweise etc. berücksichtigt werden müssen.

Die Gasindustrie verfügt um die Jahrtausendwende noch über genügend Gasreserven für mehr als eine Generation, so dass nur einzelne Länder, wie z.B. das an Erdöl und Erdgas arme Japan, bedeutende Schritte unternehmen, um eine wirtschaftliche Gewinnung von Gas aus Gashydratlagern zu erreichen. Die Förderung aus den Weltmeeren mag zwar aufgrund der größeren Vorkommen attraktiver erscheinen als eine Förderung aus Permafrostlagern, ist aber aufgrund der ungleich schwierigeren Förderbedingungen, des Risikos und der bisher unbekanntem Umweltauswirkungen wirtschaftlich kurz- bis mittelfristig eher unwahrscheinlich. Eine

Gasgewinnung aus Gashydraten in Permafrostgebieten, wie sie in geringen Mengen bereits in Sibirien existiert, könnte allerdings in der näheren Zukunft von Bedeutung sein.

## 6. Einfluss auf submarine Hangstabilität

Gashydrate wirken im Porenraum von marinen Sedimenten zunächst als Zement und rufen dadurch eine hohe Festigkeit und Stabilität des Meeresbodens hervor. Bei einer relativ frühzeitigen Gashydratbildung in noch unverfestigten Ablagerungen verhindern sie allerdings durch die Zementierung eine mit zunehmendem lithostatischen Druck erhöhte Kompaktion. Werden dazu aber durch Druck/Temperatur-Schwankungen die porenfüllenden Gashydrate zersetzt, so kommt es zu einer enormen Abnahme der Bodenfestigkeit, und submarine Rutschungen können die Folge sein. Wie aus seismischen, bathymetrischen und Seitensichtsonar-Kartierungen des Meeresbodens bekannt ist, treten an allen Kontinentalränder Rutschungen unterschiedlicher Größenordnung auf. In den allermeisten Fällen sind diese Partien der Kontinentalränder auch durch Gashydratvorkommen charakterisiert.

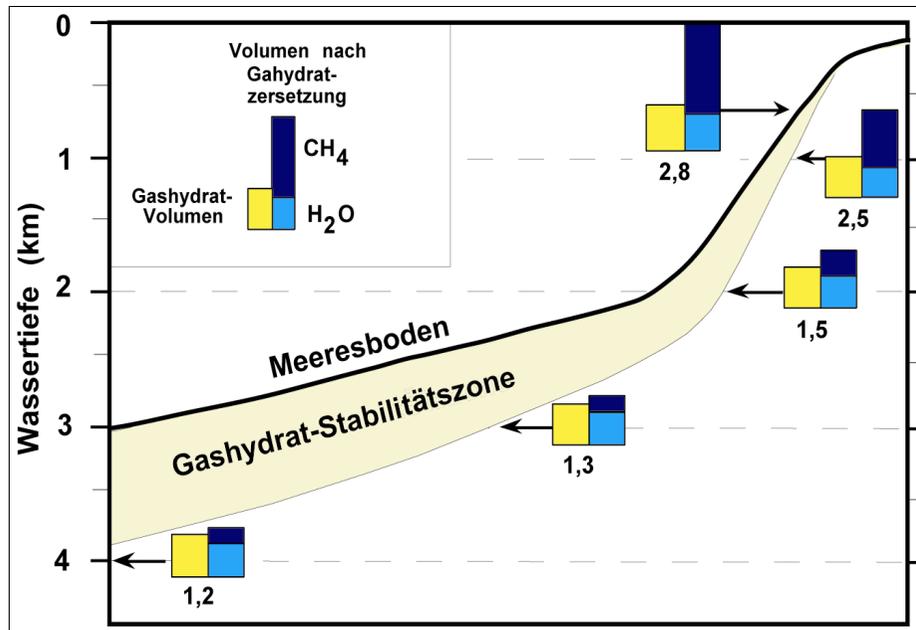


Abb. 9: Volumenausdehnung bei Gashydratzersetzung; Mächtigkeit der Gashydratstabilitätszone im Meeresboden (unter Annahme eines geothermischen Gradienten von  $30^{\circ}\text{C}/\text{km}$ ), in Abhängigkeit von der Wassertiefe (dicke Linie). Die Balkendiagramme zeigen die ebenfalls tiefenabhängige Volumenzunahme (Zahlengabe = Faktor der Volumenzunahme) eines konstanten Gashydratvolumens bei Zersetzung.

Ein unmittelbarer Beleg für Rutschungen, die durch Gashydratzersetzung ausgelöst wurden, lässt sich nur schwer finden. Einige Beobachtungen weisen jedoch auf einen ursächlichen Zusammenhang hin, denn im Umfeld der Abrisskanten von Rutschungskörpern lassen sich fast immer Spuren von Gas- und Fluidtransport erkennen. Diese steigen entlang von seismisch registrierten Bahnen auf und können entweder die Sedimentfestigkeit beeinflussen oder als Gleitbahnen wirken. Am Meeresboden selbst zeigen sich trichterähnliche Vertiefungen, so genannte Pockmarks, oder Muschel- und Bakterienfelder (*Cold Vents*), die austretende Fluide dokumentieren.

Am oberen Kontinentalrand sind außerdem größere Hangneigungen von  $>4$  Grad zu verzeichnen, sodass bei Stabilitätsverlusten, wie durch Gashydratfreisetzung verursacht, ein verstärkter gravitativer Transport einsetzen kann. Die zunehmende Volumenausdehnung der aus dem Gashydrat freiwerdenden Gasmenge bei abnehmender Wassertiefe scheint hierbei eine große Rolle zu spielen (Abb. 9). So ist in ca. 650 m Wassertiefe bei einer Gashydratzersetzung das Volumen an freiwerdendem Gas und Wasser fast dreimal so hoch wie das eigentliche Gashydratvolumen. Der enorme Porendruck, der bei der Gashydratzersetzung am oberen Kontinentalrand durch diese Volumenausdehnung entsteht, führt zu einer starken Abnahme der Festigkeit und der vorhandene große Porenraum zu einer hohen Deformierbarkeit. Ein weiterer potenzieller Faktor zur Auslösung von submarinen Rutschungen sind Bodensimulierende Reflektoren, die bei Gashydratzersetzung auf Grund ihrer mit dem Hang einfallenden Richtung hangparallele Schwächezonen darstellen und gleichsam als Gleitbahnen wirken.

Gashydratfreisetzung am oberen Kontinentalrand kann im Zuge einer Druckverminderung wie etwa durch eine langfristige Meeresspiegelabsenkung erfolgen. So lag der Meeresspiegel 18.000 Jahre vor heute während der Hochphase der letzten Vereisung global etwa 120 m tiefer als heute. Dies sollte eine Instabilität des oberen Hanges durch Gashydratfreisetzung zur Folge haben. In der Tat sind viele Rutschungsereignisse in dieser Zeit und kurz danach erfolgt. Jedoch könnten sie ebenfalls durch die erhöhten Sedimentationsraten am Kontinentalhang verursacht worden sein.

Die Vorstellung, dass Rutschungen und Massenbewegungen von Sedimentpaketen durch Gashydratzerfall verursacht oder zumindest verstärkt werden, wird durch neuere Indizien erhärtet (MAX, 2000). Über die kurzzeitig freiwerdenden mechanischen Energien, die Methanmengen sowie die langfristigen Auswirkungen auf den Lebensraum lässt sich gegenwärtig jedoch nur spekulieren. Von der Storegga-Rutschung am Kontinentalhang vor Südnorwegen ist eine Flutwelle durch Ablagerungen in norwegischen Fjorden bekannt (s. Abb. 10).

Die Storegga-Rutschmasse ist mit einem Gesamtvolumen von  $5.608 \text{ km}^3$  die größte bisher bekannte Rutschung. Sie erfolgte in drei Phasen vor ca. 50.000 bis 30.000, vor 8.000 und 6.000 Jahren, wobei die größte Masse bereits während des ersten Ereignisses transportiert

wurde und eine Flutwelle auslöste. Die geologischen Ablagerungen der Storrega Flutwelle dokumentieren entlang der Küste Süd-Norwegens, dass die Flutwelle eine Mindesthöhe von 10-12 m über dem damaligen Meeresspiegel hatte. Eine Wellenhöhe von mehr als 20 m sind auf den Shetland Inseln durch Ablagerungen des Tsunami vor kurzem bekannt geworden (nach BONDEVIK ET AL. 2003). Je nach Küstenmorphologie und Dichte der Bevölkerung können derartige Flutwellen (= Tsunamis) heute erheblichen Schaden anrichten.

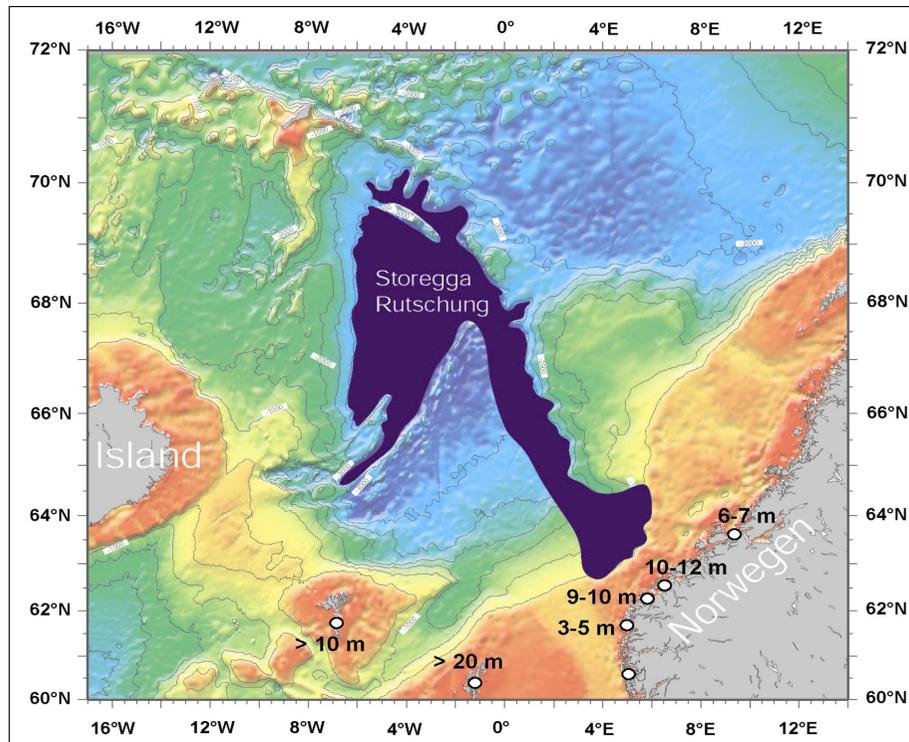


Abb. 10: Die Storegga Rutschung am norwegischen Kontinentalhang ist eine der größten Rutschungen, welche sich in drei Schüben ereignete. Das Rutschungsereignis vor 8.000 Jahren führte zu einer Flutwelle, die im Bereich angrenzender Küsten zu einer Wellenhöhe bis zu 20 m geführt hat. Die Kreise und Zahlenangaben markieren Stellen geologischer Dokumentation der aufgelaufenen Flutwellenhöhe (nach Bondevik et al. 2003).

## 7. Klimawirksamkeit

Gelangt Methan in die Atmosphäre, so wirkt es ähnlich wie Kohlendioxid - allerdings pro Molekül 30-mal stärker - als Treibhausgas und ist so an der globalen Erwärmung der Atmosphäre beteiligt. Der CO<sub>2</sub>-Speicher der Atmosphäre ist mit 760 Gigatonnen zwar von be-

trächtlicher Größe, kann aber durch Freisetzung an relativ kleinen Mengen von Methan aus den mit 10.000 Gt geschätzten Gashydratvorkommen (Abb. 8) bei Destabilisierung erheblich moduliert und verändert werden. So könnte eine erhöhte Methanfreisetzung aus Gashydraten die Glazial-Interglazial-Schwankungen beeinflussen, wobei kontinentale Permafrosthydrate auf Grund ihrer Temperatursensibilität eine positive Rückkopplung und die ozeanischen Gashydrate vorwiegend durch Meeresspiegeländerungen eine negative Rückkopplung haben.

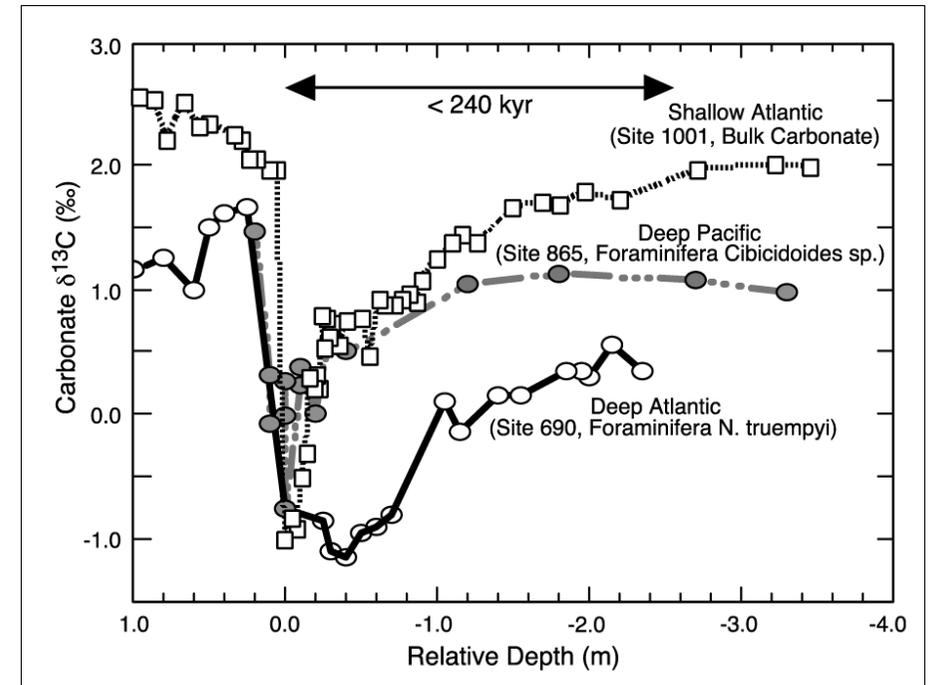


Abb. 11: Aufzeichnung der Kohlenstoffisotopenveränderung über die Paläozän/Eozän-Grenze vor 55.5 Mio Jahre in verschiedenen Bereichen des Weltozeans (nach DICKENS 2003). Bei der Tiefenverteilung von links nach rechts wurde das  $\delta^{13}\text{C}$  Minimum auf 0m festgelegt. Aufgrund der unterschiedlichen Sedimentationsraten erhält die Exkursion unterschiedliche Formen.

Bei rascher Destabilisierung werden Gashydrate zu wichtigen Einflussgrößen klimatischer Wechsel, deren Zeitskalen bisher noch wenig verstanden sind. In diesem Zusammenhang dient für das globale Verständnis die extreme Anreicherung des stabilen Isotops <sup>12</sup>C im Methan der Gashydrate als wichtiger Tracer. Aus der Paläoklimaforschung liegen Ergebnisse vor, nach denen rasche Veränderungen in der isotopischen Zusammensetzung des gelösten anorganischen Kohlenstoffspeichers im Weltozean vor ca. 55.5 Mio Jahren und während der jüngsten Klimageschichte auf eine Freisetzung von marinen Hydratvorkommen zurückzuführen sei (vgl. Abb. 11). Erste Modellrechnungen zeigen, wie ein Methan-Puls entstanden durch den Zerfall von 1 Gt Gashydrat über 20.000 Jahre verteilt, die <sup>13</sup>C/<sup>12</sup>C-Bilanz der Atmosphäre

und des Weltozeans beeinflussen kann. In erster Annäherung kann hiermit die gemessene, globale  $^{12}\text{C}$ -Anomalie vor 55 Mio Jahren erklärt werden.

## 8. Fazit und Ausblick

Obwohl Gashydraten schon fast 200 Jahren bekannt sind, tritt ihre Bedeutung auf unserem Planeten erst so langsam in unser Bewusstsein. Nachdem diese Verbindung aus Wasser und Gas zunächst das Untersuchungsobjekt von Chemikern und später von Geologen war, untersuchen heute vor allem marine Geowissenschaftler, Mineralogen, Geochemiker, Mikrobiologen, Physiker, Klimatologen, Paläozeanographen, um nur einige zu nennen oft gemeinsam mit interdisziplinären Ansätzen die Rolle der Gashydrate im Erdsystem. Im Gegensatz von zunächst prinzipiellen Fragestellungen, wie nach dem Strukturaufbau und ihrer Stabilität stehen heute mehr globale Fragen, wie nach der Klimabeeinflussung und der einer möglichen rohstofflichen Nutzung der Gashydrate im Zentrum. Die Forschungsanstrengungen einzelner Länder, sowie die zahlreichen internationalen Forschungsinitiativen lassen in den nächsten Jahrzehnten spannende neue Erkenntnisse erwarten.

## Literatur

- Boetius, A., Ravenschlag, K., Schubert, C.J., Rickert, D., Widdel, F., Gieseke, A., Amann, R., Jorgensen, B.B., Witte, U., and Pfannkuche, O.** (2000). Microscopic identification of a microbial consortium apparently mediating anaerobic methane oxidation above marine gas hydrate. *Nature*, 407:623–626.
- Bondevik, S, Mangerud, J., Dawson, S., Dawson, A., und Lohne, O.** (2003). Record-breaking height for 8000-year-old tsunami in the North Atlantic. *EOS*, 84 (31): 289-300.
- Bohrmann, G., Greinert, J., Suess, E., and Torres, M.E.** (1998). Authigenic carbonates from the Cascadia subduction zone and their relation to gas hydrate stability: *Geology*, 26: 647-650.
- Bohrmann, G., Greinert, J., and Suess, E.** (2001). Methanhydrate. *Enzyklopädie Naturwissenschaft und Technik*, 7, Ergänzungslieferung, 10/01, 1-7, Ecomend Verlag.
- Claypool G.E. und Kaplan I.R.** (1974). The origin and distribution of methane in marine sediments. In Kaplan I.R. *Natural gases in marine sediments*, 99- 139.
- Dickens G.R.** (2003). Rethinking the carbon cycle with a large, dynamic and microbially mediated gas hydrate capacitor. *Earth and Planetary Science Letters*, 213: 169-183.
- Dallimore, S.R.; Uchida, T.; Collett, T. S.** (1999). Scientific Results from JAPEx/JNOC/GSC; Mallik 2L-38 Gas Hydrate Research Well, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. *Geological Survey of Canada, Bulletin* 544, 403.
- Henriet, J.-P. and Mienert, J.** (1998). Gas hydrates: Relevance to world margin stability and climatic change. *Geological Society Special Publication* 137, London.
- Heeschen K.U., Tréhu A.M., Collier R.W., Suess E., Rehder G.** (2003). Distribution and height of methane bubble plumes on the Cascadia Margin offshore Oregon from acoustic imaging. *Geophysical Research Letters*, 30(12), 1643, doi: 10.1029/2003GL016974
- Hovland, M., Dudmestad, O.T.** (2001). Potential influence of gas hydrates on seabed installations. In: Paull, Ch., and Dillon, W. (eds.): *Natural gas hydrates: occurrence, distribution, and detection*. *Geophysical Monograph* 124: 307-315.
- Kvenvolden, K.** (1988). Methane hydrate – a major reservoir of carbon in the shallow geosphere? *Chemical Geology* 71, 41-51.
- Loveday, J.S., Nelmes R.J., Guthrie M., Belmonte S.A., Allan D.R., Klug D.D., Tse J.S., Handa Y.P.** (2001). Stable methane hydrate above 2 GPa and the source of Titan's atmospheric methane. *Nature* 410, 661 - 663 .
- Max, M.** (2000). *Natural Gas Hydrate in Oceanic and Permafrost Environment*. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht.

**Paull, C.K., Matsumoto, R., Wallace, P.J., et al.** (1996). Proceedings of the Ocean Drilling Program, Initial Report, 164: College Station, Texas, Ocean Drilling Program.

**Paull, Ch.; Dillon, W.** (2001). Natural Gas Hydrates: Occurrence, Distribution, and Detection. AGU Geophysical Monograph Series, 124 Washington, 315.

**Sahling, H., Rickert, D., Lee, R.W., Linke, P. and Suess, E.** (2002). Macrofaunal community structure and sulfide flux at gas hydrate deposits from the Cascadia convergent margin, Marine Ecology Progress Series, 231, 121-138.

**Suess, E., Torres, M.E., Bohrmann, G., et al.** (1999). Gas hydrate destabilisation: enhanced dewatering, benthic material turnover and large methane plumes at the Cascadia convergent margin, Earth and Planetary Science Letters, 170, 1-15.

**Suess, E., G. Bohrmann, J. Greinert, E. Lausch** (1999). Brennendes Eis - Methanhydrat am Meeresgrund. Spektrum der Wissenschaft 6, 62-73.

**Suess, E., Torres, M.E., Bohrmann, G.** (2001). Sea floor methane hydrates at Hydrate Ridge, Cascadia Margin, In: Natural gas hydrates: Occurrence, distribution, and detection (ed. C. Paull). American Geophysical Union

**Sloane, D.** (1997) Clathrate Hydrates of Natural Gases. Marcel Dekker Inc., New York und Basel.

**Sloane, E.D.** (2003) Fundamental principles and applications of natural gas hydrates. Nature 426: 353-359.

**Tréhu, A.M., Torres, M.E., Long, P., Bohrmann, G., Rack, F. et al.** (in press) Three-dimensional distribution of gas hydrate beneath southern Hydrate Ridge: constraints from ODP Leg 204. Earth and Planetary Science Letters.

**Tréhu A., Bohrmann G., Rack, F., Torres, M., and ODP Leg 204 shipboard Scientific Party** (2003). Drilling gas hydrates on Hydrate Ridge, Cascadia Continental Margin. ODP Initial Rpt., 204.

**BIOKRAFTSTOFFE AUS ALGEN:  
PHOTOBIOLOGISCHE WASSERSTOFFPRODUKTION UND CO<sub>2</sub>-FIXIERUNG**

**Thomas Happe und Katrin Müller**

AG Photobiotechnologie, Lehrstuhl Biochemie der Pflanzen, Ruhr-Universität Bochum

**1. CO<sub>2</sub>-Problematik, erneuerbare Energien und Wasserstoff als Energieträger der Zukunft**

Immer mehr verstärkt sich die Vermutung, dass sich unser Klima durch die Eingriffe des Menschen verändert. Vor allem der Verwendung fossiler Energieträger kommt in diesem Zusammenhang eine große Bedeutung zu, denn etwa 90 % des Weltenergieverbrauches basiert auf fossilen Energieträgern wie Kohle, Gas und Öl. Bei der Verwendung dieser Energieträger wird CO<sub>2</sub> frei, ein Treibhausgas, das in den klimatischen Haushalt unserer Erde eingreift. Im Jahr 2003 stiegen die CO<sub>2</sub>-Emissionen Deutschlands auf 837 Millionen Tonnen pro Jahr an. Diese Entwicklung widerspricht den Bemühungen, klimarelevante Emissionen zu verringern. Auch weltweit wird versucht, den klimatischen Haushalt unserer Erde zu schützen, was sich auch an dem für Deutschland international vereinbarten Ziel, die Emission von Treibhausgasen bis 2008/2012 um 21 Prozent zu senken, deutlich zeigt. Die Reduktion klimaschädlicher Gase ist deshalb eine der großen Herausforderungen in der Energietechnik. Zusätzlich dazu sind fossile Energieträger endlich und die zur Verfügung stehenden Energieressourcen werden von immer mehr Menschen in Anspruch genommen. Da eine gesicherte Energieversorgung der Schlüssel für Weltfrieden, sowie für wirtschaftliche und kulturelle Entfaltung der einzelnen Länder ist, müssen Konzepte erarbeitet werden, wie Energie möglichst langfristig, nachhaltig und CO<sub>2</sub>-neutral erzeugt werden kann.

Regenerative Energien scheinen der Ausweg aus dieser schwierigen Situation zu sein, da das Energieangebot der Sonne praktisch unendlich ist und damit in größeren Mengen zur Verfügung steht, als die gesamte Weltbevölkerung verbrauchen kann. Alle Formen der erneuerbaren Energien lassen sich auf das Energieangebot der Sonne zurückführen, wie zum Beispiel Wind durch unterschiedlich erwärmte Luftschichten, Wasser durch den Verdunstungs-Regen-Zyklus und Biomasse, da Pflanzen nur mit Hilfe von Sonnenlicht wachsen können. Seit einigen Jahren gilt nun auch die Erzeugung von Strom mit Hilfe von Windkraftanlagen und Photovoltaik als etabliert und wird von der Politik gefördert. Die Industrie hat aber auch neue Konzepte entwickelt, um die durch Pflanzen produzierte Biomasse auszunutzen. Besonders die Automobilindustrie ist daran interessiert, Verfahren zu finden, die neuartige „Bio“-Kraftstoffe CO<sub>2</sub>-neutral aus pflanzlichen Rohstoffen herstellen.

Auf der anderen Seite wird nach neuen umweltfreundlichen Energieträgern gesucht. Wasserstoff spielt in den Überlegungen eine entscheidende Rolle und wird deshalb als der Energie-

träger der Zukunft gehandelt. Bei seiner Verbrennung entsteht lediglich Wasser und Energie und nahezu keine Stickoxide oder andere „Umweltgifte“. Weitere Vorteile von Wasserstoff sind seine gute Speicherbarkeit und seine vielseitige Verwendbarkeit; er kann z.B. zur Hausenergieversorgung, als Energieträger in Kraftwerken und für den Bereich der Mobilität (Auto, Flugzeug) verwendet werden. Zusätzlich dazu ist er energiereich (33,33 kWh/kg) und ungiftig. Tatsächlich wird Wasserstoff heute schon in vielen Industriezweigen verwendet. Grundproblem ist jedoch, dass Wasserstoff in reiner Form als natürliche Ressource nicht vorkommt und folglich über technische Prozesse hergestellt werden muss.

Die Gewinnung von Wasserstoff erfolgt heute überwiegend aus fossilen Energieträgern. Zum Einsatz kommen bewährte Reformierungs- und Vergasungsverfahren, die jedoch – da die Prozesse bei hohen Temperaturen und in der Regel bei hohen Drücken ablaufen – einen hohen technischen und apparativen Aufwand erfordern. Zudem entsteht bei der Umsetzung der fossilen Brennstoffe zwangsläufig das Treibhausgas Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>).

Eine weitere Möglichkeit zur Wasserstoffgewinnung bildet die Wasserelektrolyse mittels konventionell oder regenerativ erzeugter elektrischer Energie. Die Wasserstoffherzeugung mittels konventionell bereitgestellter Elektrizität ist wiederum mit CO<sub>2</sub>-Emissionen behaftet.

Wasserstoff kann aber nur dann als sauberer Energieträger bezeichnet werden, wenn er regenerativ erzeugt wird, das bedeutet, dass bei seiner Gewinnung keine klimaschädlichen Emissionen entstehen.

Eine alternative, kostengünstige und CO<sub>2</sub>-neutrale Methode zur Wasserstoffgewinnung stellt die photobiologische Wasserstoffherzeugung durch Mikroalgen dar. Bei dieser Form der regenerativen Energieerzeugung produzieren photosynthetisch aktive Mikroorganismen (Abb. 1) aus den in der Natur am meisten vorkommenden Reserven, nämlich Sonnenlicht und Wasser, reines Wasserstoffgas.

**2. Photobiologische Wasserstoffherzeugung**

Der Ansatz der photobiologischen Wasserstoffgewinnung bietet gegenüber den bisher üblichen Herstellungstechniken von Wasserstoff vielfältige Vorteile: Die Prozesse laufen bei Umgebungstemperatur und Umgebungsdruck ab, woraus eine einfache Apparatechnik und geringe Anlagenkosten resultieren. Das Substrat (hauptsächlich H<sub>2</sub>O) ist sehr billig und kann regeneriert werden, denn das verwendete Substrat kann bei der Biomasseverwertung abgetrennt werden und die Umsetzung von Wasserstoff erfolgt zu Wasser. Als Energiequelle steht Sonnenlicht fast unbegrenzt zur Verfügung. Es wird Wasserstoff erzeugt, der gegenüber dem Wasserstoff aus Vergasungsverfahren deutlich weniger Begleitstoffe wie z.B. H<sub>2</sub>S, Alkalien oder Staub enthält. Zwar wurde eine Gasanalyse zur Reinheit des photobiologisch produzierten Wasserstoffs bislang nicht durchgeführt. Es ist jedoch davon auszugehen, dass allein

durch das schwefelarme Milieu, in dem Wasserstoff durch die Mikroorganismen produziert wird, Schwefel als einer der wesentlichen Störparameter im Hinblick auf die energetische Nutzung des Produktgases in Brennstoffzellensystemen allenfalls in Spuren darin vorhanden ist.

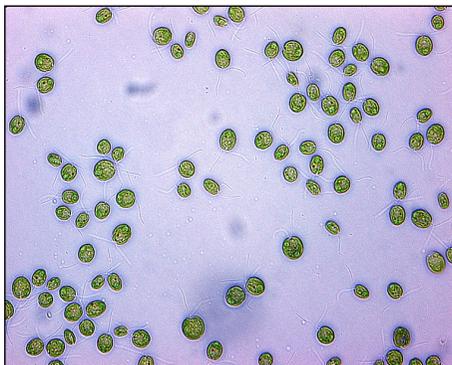


Abb. 1: Die einzellige Grünalge *Chlamydomonas reinhardtii*

Je nachdem welche Qualität der photobiologisch hergestellte Wasserstoff letztlich besitzt, sind neben der energetischen Nutzung auch andere Verwertungsoptionen zu prüfen, die ggf. die Realisierung höherer Erlöse und die Erschließung neuer Marktpotenziale eröffnen. Das bemerkenswerte an der photobiologischen Wasserstoffherzeugung ist jedoch, dass der gesamte erzeugte Wasserstoff CO<sub>2</sub>-frei erstellt wird. Die Menge an CO<sub>2</sub>, die beim Wachstum der Algen fixiert wird, wird bei der Verwertung der Biomasse in Form von Vergärung oder Verbrennung wieder frei. Unabhängig von diesem Kreislauf wird Wasserstoff produziert.

### 3. Wasserstoffmetabolismus bei einzelligen Grünalgen – lange be- und verkannt

Bereits vor 60 Jahren entdeckte der deutsche Pflanzenphysiologe Hans Gaffron, dass Grünalgen unter bestimmten Bedingungen in der Lage sind, sowohl oxygene Photosynthese durchzuführen als auch Wasserstoff herzustellen, womit sie bisher einzigartig unter den eukaryontischen Lebewesen sind (Gaffron, 1939). In den 70er Jahren wiesen Kessler und Kollegen den Wasserstoff Metabolismus in verschiedenen Algenstämmen nach, in den 80er Jahren charakterisierten Gibbs und Kollegen den fermentativen Metabolismus in *Chlamydomonas reinhardtii*. Knapp 10 Jahre später isolierten Naber und Happe das für die Wasserstoffbildung verantwortliche Protein, die Hydrogenase; damit konnten die biochemischen und molekularbiologischen Grundlagen der Wasserstoffbildung in Chlorophyceen aufgeklärt werden (Happe und Naber, 1993; Happe und Kaminski, 2002). Erst kürzlich wurde in der Arbeitsgruppe von Professor Happe das für die Wasserstoffherstellung in Algen verantwortliche Gen *hydA* weltweit erstmals isoliert und das dazugehörige Enzym, die Hydrogenase HydA, charakteri-

siert; für letzteres konnte eine Verbindung zur photosynthetischen Elektronentransportkette gezeigt werden (Melis und Happe, 2001; Florin et al., 2001; Winkler et al., 2002a).

Die Wasserstoffbildungsaktivität der Grünalgen konnte lange Zeit nur durch künstlich erschaffene anaerobe Bedingungen induziert werden. Erst in den letzten Jahren wurden Studien veröffentlicht, die einen Nutzen der Hydrogenasen für die Algenzellen unter natürlichen Bedingungen implizierten, und die gleichzeitig eine Möglichkeit der biotechnologischen Wasserstoffproduktion durch einzellige Grünalgen eröffneten (Happe et al., 2002). Melis und Mitarbeiter zeigten (Melis et al., 2000; Zhang et al., 2001), dass Algenkulturen in Abwesenheit des Nährstoffs Schwefel eine lang anhaltende Wasserstoffbildungsaktivität ausbilden.

Das Entziehen des Nährstoffes Schwefel bewirkt eine metabolische Anpassungsstrategie der Zellen, die in einer lichtabhängigen Produktion von nahezu reinem Wasserstoff resultiert (Happe und Hemschemeier, 2002). Wegen der extremen Sauerstofflabilität der Algen-Hydrogenasen ist die Senkung des Sauerstoffgehalts im Medium bzw. in den Zellen von besonderer Bedeutung für den Wasserstoff Metabolismus (Winkler et al., 2002b). Unter Schwefelmangel reduziert die Alge die photosynthetische Sauerstoffproduktion, erhält die respiratorische Sauerstoffaufnahme jedoch aufrecht. Dadurch wird mehr Sauerstoff konsumiert als erzeugt, so dass die Sauerstoffkonzentration in der Kultur sinkt, sie wird anaerob. Dies ist die Voraussetzung für die Bildung aktiver Hydrogenasen (Forestier et al. 2003). Nachdem der Sauerstoffgehalt der Grünalgenkultur stark zurückgegangen ist, kann eine nahezu linear ansteigende Wasserstoffbildungsaktivität beobachtet werden, die für mindestens 10-14 Tage anhält.

### 4. Die Bedeutung der Hydrogenasen

Die Natur hat enzymatische Reaktionen hervorgebracht, welche die Photolyse des Wassers im Rahmen der oxygenen Photosynthese katalysieren, und andere, in denen spezielle Enzyme, sogenannte Hydrogenasen, die Bildung von molekularem Wasserstoff bewirken.

Hydrogenasen werden anhand ihrer Stoffwechselfunktion oder analog nach der Richtung der Reaktionsgleichung  $H_2 \leftrightarrow 2H^+ + e^-$  eingeteilt; sie können entweder Wasserstoff aufnehmen oder abgeben. Eine weitere Unterscheidung erfolgt nach den Metallen im aktiven Zentrum: es gibt Eisen- ([Fe]-Hydrogenase) oder Nickel-Eisen-Hydrogenasen ([NiFe]-Hydrogenase). [NiFe]-Hydrogenasen findet man sehr häufig, allerdings nur in Bakterien. In Eukaryonten, wie z.B. Grünalgen oder tierischen Einzeller, wurden bisher nur [Fe]-Hydrogenasen entdeckt (Abb. 2). Diese sind etwa 100mal aktiver als [NiFe]-Hydrogenasen. [Fe]- sowie auch [NiFe]-Hydrogenasen sind empfindlich gegenüber Sauerstoff und deshalb nur am anaeroben bzw. mikroaeroben Stoffwechsel beteiligt.

Zwei Organismengruppen, die Cyanobakterien (Happe *et al.*, 2000) und einige einzellige Grünalgen (Chlorophyceae) (Horner *et al.*, 2002), vereinigen den Prozess der Photolyse des Wassers und die Bildung von molekularem Wasserstoff. Besonders die Grünalgen, die hoch effiziente Hydrogenasen besitzen, sind mögliche Kandidaten für die biotechnologische Wasserstoffherzeugung. Diese neuartigen Proteine haben extrem hohe Umsatzraten: 1 Molekül Hydrogenase produziert 5.000 Moleküle Wasserstoff pro Sekunde.

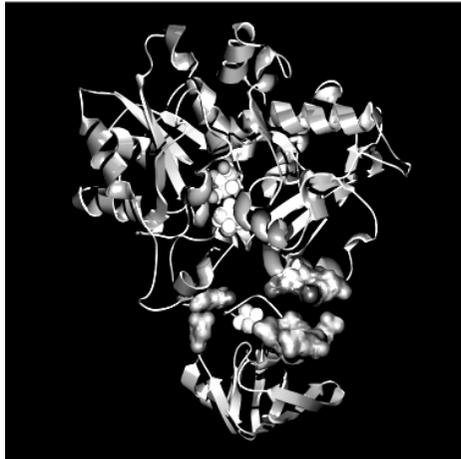


Abb. 2: Strukturmodell der [Fe]-Hydrogenase aus Grünalgen

Biologische Wasserstoffproduktion durch einzellige Grünalgen lässt sich in zwei Teilbereiche gliedern, die Wasserstoffentwicklung im zellulären System und die Wasserstoffproduktion durch isolierte Enzyme im zellfreien System.

## 5. Wasserstoffproduktion im zellulären System

Bisher wurde die Wasserstoffproduktion durch Algen unter Schwefelmangel nur im Labormaßstab (bis zu 10 l Algenkultur) etabliert. Dabei konnte eine Produktionsrate von ca. 1 l H<sub>2</sub> pro Tag und 4 Liter Algenkultur erzielt werden. Dieses System ist jedoch nicht ohne weiteres auf großtechnischen Maßstab (Hunderte von m<sup>3</sup> Algenkultur) auszuweiten.

Da Grünalgen unter Schwefelmangelbedingungen kontinuierlicher und auch größere Mengen an Wasserstoff als mit anderen Systemen (z.B. Anaerobiose) erzeugen, erfolgt die photobiologische Wasserstoffherzeugung im zellulären System zumeist in zwei Phasen (Verfahrensschaubild siehe Abb. 3): Phase 1 ist die Wachstumsphase der Grünalgen, darauf folgt der Entzug von Schwefel aus dem System und Phase 2 ist die Wasserstoffproduktionsphase.

Der Entzug des Schwefels aus dem System stellt eine besondere Herausforderung bei der Hochskalierung der photobiologischen Wasserstoffherzeugung dar. Die Wachstums- wie auch die Wasserstoffproduktionsphase muss unter sterilen Bedingungen stattfinden. Im Labormaßstab wurde der Schwefel mittels Zentrifugation aus dem System entfernt, was mit zunehmendem Kulturvolumen kaum mehr durchführbar ist. In der Wachstumsphase nehmen Algen eine gewisse Menge an Schwefel auf. Als Alternative zur Zentrifugation wurde ein System etabliert, bei dem den Algen zu Beginn der Wachstumsphase lediglich die Menge an Schwefel ins Medium gegeben wird, die von den Algen verbraucht wird. Sobald der Schwefel komplett verbraucht ist, beenden die Algen ihr Wachstum und beginnen mit der Wasserstoffproduktion. Die Menge des anfänglich zugegebenen Schwefels bestimmt somit die Konzentration der Algen in der Wasserstoff produzierenden Phase. Dieses System ermöglicht den Entzug von Schwefel beliebig großer Kulturvolumina und überwindet damit eine der größten Hürden bei der biotechnologischen Anwendung Wasserstoff erzeugender Grünalgen.

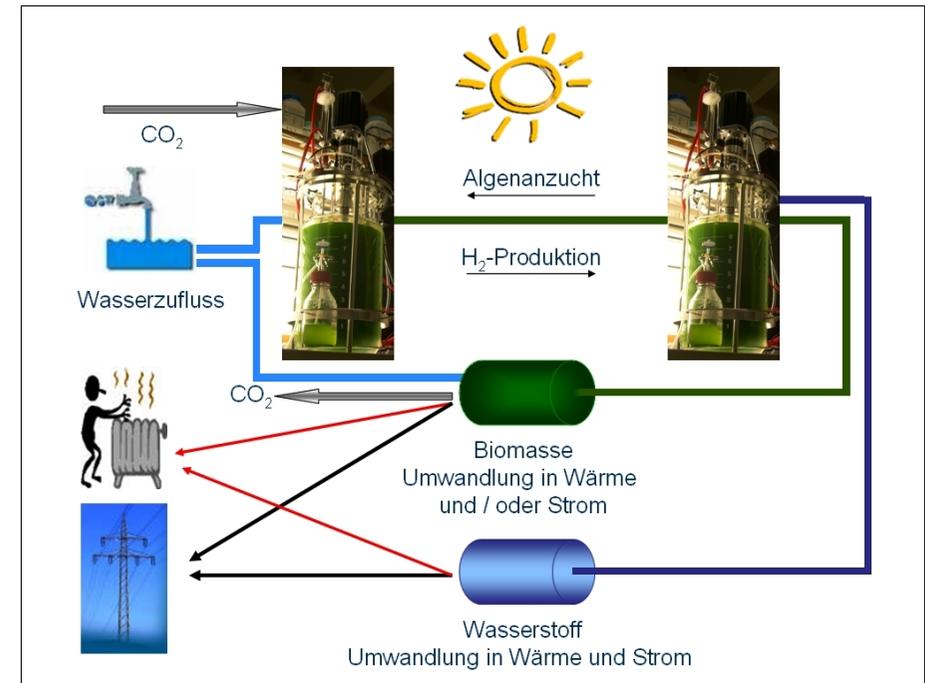
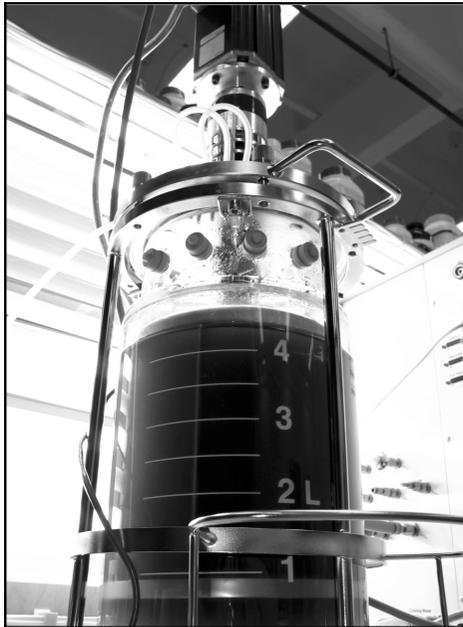


Abb. 3: Verfahrensschaubild zur photobiologischen Wasserstoffproduktion im zellulären System

Nicht zu vernachlässigen ist die aus dem System der Selbstentschwefelung resultierende Kostenersparnis. Im Gegensatz zur Entfernung des Schwefels mittels Zentrifugation kann nun für die Wachstums- und die Produktionsphase das gleiche Substrat verwendet werden, wodurch sich die Kosten für das Medium der Algen mindestens halbieren.

Zusätzlich zur Etablierung der Selbstentschwefelung wurden Versuche gemacht, welchen Einfluss die Zugabe bestimmter Bestandteile des verwendeten Mediums in der Wasserstoff produzierenden Phase auf die Produktion von Wasserstoff hat. Durch eine Kombination des Systems der Selbstentschwefelung mit der Zugabe von Mediumbestandteilen ergab sich eine Steigerung der Wasserstoffproduktion um bis zu 30% verglichen mit dem System der Zentrifugation.



**Abb. 4: Anzuchtsreaktor einer Grünalgenkultur**

Um eine kontinuierliche und über einen längeren Zeitraum gleichbleibende Wasserstoffproduktion zu erreichen, ist es auch bei der Verwendung des Systems der Selbstentschwefelung notwendig, zwei Bioreaktoren zu verwenden. In Bioreaktor I erfolgt die Anzucht und in Bioreaktor II die Wasserstoffproduktion. Nach einem empirisch ermittelten Zeitintervall wird eine definierte Menge an Algen aus dem Anzuchts- in den Wasserstoffproduktionsreaktor umgepumpt. Gleichzeitig werden die dadurch überflüssigen Algen aus dem Reaktor II entfernt und Reaktor I wird mit frischem Medium aufgefüllt. Das verwendete Zeitintervall muss den Algen im Anzuchtsreaktor genug Zeit geben, damit sie wieder die optimale Dichte zur Wasserstoffproduktion erreichen und damit schwefelfrei sind. Da die Algen aufgrund ihrer hohen Verdopplungszeit schneller die optimale Dichte erreichen als sie umgepumpt werden müssen, um eine kontinuierlich hohe Wasserstoffproduktion zu gewährleisten, kann der Anzuchtsreaktor (Abb. 4) viel kleiner als der Wasserstoffproduktionsreaktor dimensioniert werden.

Der optimalen Beleuchtung wird erhebliches Optimierungspotential des gesamten Systems zugeschrieben. Deshalb wird der Einfluss verschiedener Lichtqualitäten und -Farben auf die Wasserstoffproduktion untersucht. Für diese Versuche stehen neuartige Leuchtdioden (Abb. 5) des Lehrstuhls Biochemie der Pflanzen zur Verfügung. Diese ermöglichen die Belichtung mit einer klar definierten Wellenlänge und lassen dadurch Rückschlüsse auf bevorzugte oder eventuell sogar schädliche Wellenlängen zu. Aufgrund dieser Ergebnisse können die für die Wasserstoffproduktion förderlichen Wellenlängen verstärkt und die als schädlich klassifizierten Wellenlängen ausgefiltert werden. Beispielsweise konnte bei der Beleuchtung mit blauem und rotem Licht während der Wasserstoffproduktionsphase eine erhöhte Enzymaktivität festgestellt werden.



**Abb. 5: Leuchtdiodenmantel**

Prinzipiell gibt es zwei mögliche Konzepte zur Beleuchtung bei der photobiologischen Wasserstoffherzeugung, die Nutzung des natürlichen Tageslichtes oder eine artifizielle Beleuchtung. Beide Möglichkeiten weisen ihre Vor- und Nachteile auf.

Der große Vorteil bei der Nutzung des natürlichen Tageslichtes besteht darin, dass keinerlei Energie für die Beleuchtung aufgewendet werden muss, denn das Sonnenlicht steht kostenlos und fast unbegrenzt zur Verfügung. Auch brauchen die verwendeten Grünalgen nicht zwangsläufig direkte Sonnenstrahlung, sondern sie können auch diffuse Strahlung, sowie

auch geringere Lichtintensitäten verarbeiten. Das ermöglicht die Wasserstoffproduktion auch an bewölkten und regnerischen Tagen. Schwankungen in der Wasserstoffproduktion lassen sich bei der Beleuchtung mit natürlichem Sonnenlicht allerdings nicht vermeiden. Das Lichtangebot ist direkt bedingt durch die Tages- und Jahreszeiten und lässt sich nicht an die optimale Versorgung der Grünalgen mit Licht anpassen.

Artifizielle Beleuchtung kann demgegenüber beliebig verändert werden, sie ist steuer- und regelbar und sie besticht durch stetig reproduzierbare Gegebenheiten; allerdings muss zu ihrer Bereitstellung Energie aufgewendet werden.

Die Versuche bezüglich des Einflusses verschiedener Lichtqualitäten und -Farben sind nicht nur deshalb von großer Bedeutung, dass der Wirkungsgrad der photobiologischen Wasserstoffproduktion bei optimaler Beleuchtung verbessert werden kann, sondern die Ergebnisse stellen auch die Basis für spätere kommerzielle Anwendungen dar. Werden Module mit Wasserstoff erzeugenden Grünalgen z.B. als Doppelfassade oder zur Wärmedämmung von Gebäuden verwendet, könnte man Module unterschiedlicher Farbe anbieten, was die Akzeptanz und Einsatzmöglichkeiten dieses Systems drastisch erhöhen würde.

In diesem Zusammenhang sollte auch die Verwendung von Lichtleitern diskutiert werden. Lichtleiter könnten bei Systemen mit Tageslichtbeleuchtung eine räumliche Entkoppelung der beleuchteten Fläche mit dem Bioreaktor ergeben. Für die Hausenergieversorgung ergäbe sich dadurch die Möglichkeit, Sonnenstrahlung einzufangen und in einen Bioreaktor, der z.B. im Keller steht, einzubringen. Vorstellbar wäre auch die Unterstützung artifizieller Beleuchtung mit Tageslicht. Allgemein kann mit Hilfe von Lichtleitern der Lichteintrag in den Bioreaktor erhöht werden.

## 6. Abschätzung der Wasserstoffproduktion der Grünalgen im zellulären System

Die mittlere Wasserstoffbildungsrate der Grünalgen liegt bei 5 bis 10 ml Wasserstoff je Stunde und Liter Algenkultur. Der Energieinhalt von Wasserstoff geht mit 33,33 kWh/kg und die Dichte von Wasserstoff mit 0,0899 g/l in die folgende Berechnung ein. Unter der Annahme, dass die Algensuspension 12 Stunden am Tag beleuchtet wird und Wasserstoff lediglich während der Lichtphase erzeugt wird, werden 65,6 kWh bis 131,2 kWh Wasserstoff je m<sup>3</sup> Kultur und Jahr erzeugt. Der Strombedarf eines 3 bis 4 Personen Haushaltes wird im folgenden Beispiel mit 4.500 kWh/Jahr angenommen. Um den Strombedarf dieses Haushaltes komplett aus photobiologischem Wasserstoff mit einem Umwandlungswirkungsgrad von 40 % zu decken, beträgt das benötigte Volumen der Algensuspension 85 bis 170 m<sup>3</sup>.

Es gibt aber bereits Algen, die 5mal mehr Wasserstoff produzieren können; dadurch würde sich der Volumenbedarf auf 17 bis 34 m<sup>3</sup> reduzieren. Es kann aber darüber hinaus noch davon

ausgegangen werden, dass Algen langfristig gesehen und unter Optimierung des natürlichen Systems ca. 10-mal mehr Wasserstoff produzieren können.

Diese Optimierung kann grundsätzlich auf drei verschiedenen Wegen erfolgen: Die Erforschung des zugrunde liegenden Metabolismus und der optimalen Betriebsparameter ermöglicht die optimierte Gestaltung von Bioreaktoren, die Erforschung des genetischen Hintergrundes erleichtert die gentechnische Veränderung der Grünalge, und das Suchen und Testen weiterer Spezies lässt auf noch aktivere und leichter kultivierbare Organismen hoffen.

## 7. Verwertung der Biomasse bei zellulären Systemen

Einzellige Grünalgen verfügen über eine sehr hohe Verdopplungsrate von 8 bis 10 Stunden; damit erzeugen sie etwa 10-mal mehr Biomasse als das als Energiepflanze bekannte Schilfgras *Miscanthus*. In Kooperation mit der NEED Technology GmbH erfolgte erstmalig eine Heizwertbestimmung der verwendeten Grünalgen. Mit weit über unseren Erwartungen liegenden 24.000 kJ/kg bezogen auf die Trockenmasse liegt der Energieinhalt damit zwischen Braunkohlebriketts und Steinkohle. Da das Substrat in dem die Grünzellen wachsen hauptsächlich aus Wasser besteht, kann die eigentliche Biomasse in Form von Algen beispielsweise mittels Filter abgetrennt und das verwendete Substrat aufbereitet und wiederverwertet werden.

## 8. Wasserstoffproduktion im zellfreien System

Im Gegensatz zum zellulären System kann im zellfreien System die Wasserstoffproduktion direkt an der Hydrogenase katalysiert werden (Abb. 6), ohne den zumeist die Reaktion hemmenden Einfluss der verschiedenen an der Gesamtreaktion der Zelle beteiligten Stoffwechselwege. So besitzt das Enzym, unabhängig von lebenden Zellstrukturen unter optimierter Versorgung mit Elektronen und Protonen in einem artifiziellen System das beste Nutzungspotential. Hierzu muss allerdings das aktive Enzym in großen Mengen aufgereinigt zur Verfügung stehen.

Im Moment ist es noch schwierig, die Hydrogenase in größeren Mengen direkt aus Grünalgen zu separieren. Aber verstärkte, sowie erfolgreiche Forschungsschwerpunkte liegen auf der Etablierung einer heterologen Expression der Grünalgen-Hydrogenasen. Eine heterologe Expression eines Enzyms bedeutet die Synthese dieses Enzyms in einem anderen Wirt, wie z.B. in einem bestimmten Bakterium. Eine erfolgreiche Etablierung der heterologen Expression der Hydrogenase ermöglicht eine umgehende Herstellung des gewünschten Enzyms in größeren Mengen, was Strukturanalysen, elektrophysische Studien und die Aufklärung des genauen Katalysemechanismus ermöglicht. Auch der Grundstein zur Nutzung der hoch aktiven Hydrogenase zur photobiotechnologischen Wasserstoffproduktion in einem zellfreien System ist damit gegeben.

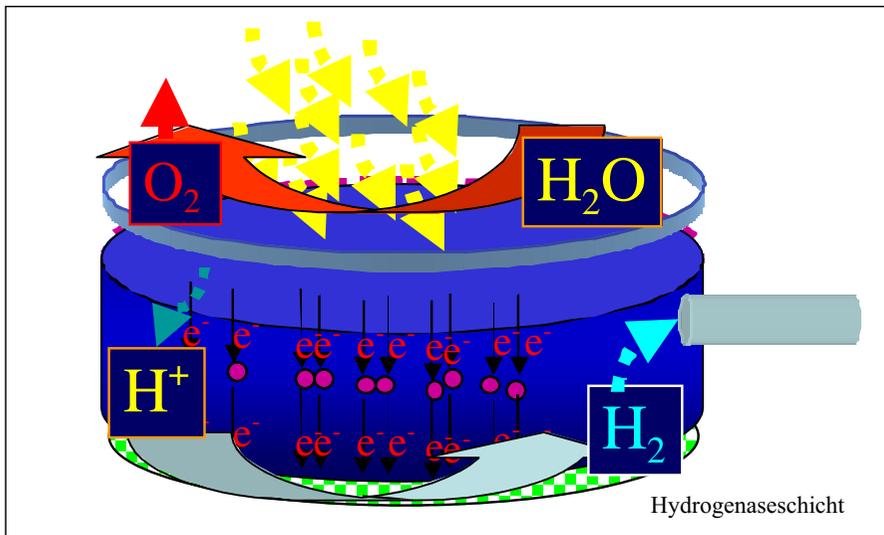


Abb. 6: Verfahrensschaubild zur photobiologischen Wasserstoffproduktion im zellfreien System

Das aufgereinigte Enzym könnte integriert in bioanalogen Membranen in verschiedenen artifiziellen oder semi-artifiziellen nanobiotechnologischen Systemen zur Wasserstoffproduktion Verwendung finden, deren Vor- und Nachteile durch eingehendere Untersuchungen noch auszuloten sind. Weitergehend können molekulare Einheiten entwickelt werden, mit denen sich Wasserstoff effizient, umweltschonend und kostengünstig mit minimaler Ausstattung produzieren lässt. Die Energie für die modularen „Units“ kommt dabei aus dem Sonnenlicht. Der Wasserstoff dieser Biokatalysatoren soll für mobile Brennstoffzellen genutzt werden, die Strom vor allem für transportable Geräte erzeugen. Mögliche Anwendungsfelder für derartige Stromerzeugereinheiten wären z.B. Ladegeräte für Akkumulatoren von Mobiltelefonen, Laptops oder „Mobile Office“-Systemen.

Wie bereits erwähnt kann 1 Molekül Hydrogenase 5.000 Moleküle Wasserstoff pro Sekunde umsetzen, was auf ein beeindruckendes Potential zur biotechnologischen Nutzung dieses Enzyms schließen lässt. Um das Potential zu verdeutlichen: 1 mol Enzym produziert genug Wasserstoff, um ein Luftschiff in 10 Sekunden oder das Space Shuttle in 2 Stunden mit Wasserstoff zu befüllen.

## 9. Zusammenfassung und Ausblick

Im zellulären System mit einzelligen Grünalgen als Wasserstoffproduzenten können schon jetzt große Mengen an Wasserstoff CO<sub>2</sub>-neutral produziert werden. Verschiedene Versuche

des Scale-Up waren bereits erfolgreich (von 1 auf 10 Liter), weitere werden getestet. Durch die Etablierung des Systems der Selbstentschwefelung konnte eine große Hürde für die Anwendung des Schwefelmangelsystems bei großen Kulturvolumina überwunden werden. Die Umsetzung der kontinuierlichen Wasserstoffproduktion ermöglicht eine nahezu konstant hohe Wasserstoffproduktion. Grundlegende Parameterstudien bzgl. der Betriebsgrößen, wie z.B. der Beleuchtung, ermöglichen die Auslegung von Reaktormodulen für die photobiologische Wasserstoffproduktion. Die Verwertung der Grünalgen in Form von Biomasse wird vor allem mit zunehmendem Kulturvolumen immer bedeutender.

Das zellfreie System bietet aufgrund der enorm hohen Enzymaktivität erhebliches Potential für die biotechnologische Nutzung. Das System befindet sich aber im Moment noch im Rahmen der Grundlagenforschung.

Mit Hilfe von gentechnisch veränderten Organismen bzw. anderen Spezies könnte die Wasserstoffausbeute im zellulären, wie auch im zellfreien System noch deutlich gesteigert werden.

## Literatur

- Florin L, Tsokoglou A, Happe T (2001) A novel type of iron hydrogenase in the green alga *Scenedesmus obliquus* is linked to the photosynthetic electron transport chain. *J Biol Chem* 276: 6125-6132
- Forestier M, King P, Zhang L, Posewitz M, Schwarzer S, Happe T, Ghirardi ML, Seibert M (2003) Expression of two [Fe]-Hydrogenases in *Chlamydomonas reinhardtii* under anaerobic conditions. *Eur J Biochem* 270: 2750-2758
- Gaffron H. (1939) Reduction of CO<sub>2</sub> with molecular hydrogen in green algae. *Nature* 143: 204-205
- Melis A., Zhang L., Forestier M., Ghirardi M.L. und Seibert M. (2000) Sustained photobiological hydrogen gas production upon reversible inactivation of oxygen evolution in the green alga *Chlamydomonas reinhardtii*. *Plant Physiol.* 122: 127-135
- Melis A, Happe T (2001) Hydrogen Production. Green algae as a source of energy. *Plant Physiol* 179: 740-748
- Melis A, Happe T (2003) Trails of green alga H<sub>2</sub>-production research. *Photosyn Res*, in press
- Happe T. und Naber J.D. (1993) Isolation, characterization and N-terminal amino acid sequence of hydrogenase from the green alga *Chlamydomonas reinhardtii*. *Eur. J. Biochem.* 21: 475-481
- Happe T., Mosler B. und Naber J.D. (1994) Induction, localization and metal content of hydrogenase in *Chlamydomonas reinhardtii*. *Eur. J. Biochem.* 22: 769-775
- Happe T., Schütz K. und Böhme H. (2000) Transcriptional and mutational analysis of the uptake hydrogenase of the filamentous cyanobacterium *Anabaena variabilis* ATCC 29413. *J. Bacteriol.* 182: 1624-1631
- Happe T, Kaminski A (2002) Differential regulation of the [Fe]-hydrogenase during anaerobic adaptation in the green alga *Chlamydomonas reinhardtii*. *Eur J Biochem* 269: 1022-1032
- Happe T, Winkler M, Hemschemeier A, Kaminski A (2002) Hydrogenases in green algae: Do they save the algae's life and solve our energy problems? *Trends Plant Sci* 7: 246-250
- Horner D, Heil B, Happe T, Embley M (2002) Iron hydrogenases, ancient enzymes in modern eukaryotes. *Trends Biochem Sci* 27: 148-153
- Happe, T, Hemschemeier A (2002) Grünalgen geben Gas - Photobiologische Wasserstoffproduktion durch Mikroorganismen. *H<sub>2</sub>-Tec* 10: 12-16

- Winkler M, Heil B, Heil B, Happe T (2002a) Isolation and molecular characterization of the [Fe]-hydrogenase from the unicellular green alga *Chlorella fusca*. *Biochim Biophys Acta* 1576: 330-334
- Winkler M, Hemschemeier A, Gotor C, Melis A, Happe T (2002b) [Fe]-hydrogenases in green algae: Photo-fermentation and hydrogen evolution under sulfur deprivation. *Int J Hydrogen Energy* 27: 1431-1439
- Zhang L, Happe T, Melis A (2001) Biochemical and morphological characterization of sulfur-deprived and H<sub>2</sub>-producing *Chlamydomonas reinhardtii* (green alga). *Planta* 214: 552-561



## ALTERNATIVE TREIBSTOFFE ZUR SICHERUNG VON ENERGIEVERSORGUNG UND UMWELT

F.X. Söldner

Europäische Kommission, Brüssel

**Alternative Treibstoffe sollten nach den Vorstellungen der Europäischen Kommission zur europäischen Energie- und Verkehrspolitik im Jahr 2020 einen Marktanteil von 20% erreichen. Angestrebt wird damit eine Verbesserung der Sicherheit der Energieversorgung durch Substitution von Öl und eine Verringerung der Treibhausgasemissionen. Hauptkandidaten sind Biotreibstoffe, Erdgas und Wasserstoff. Biomasse kann über neue Verfahrenstechnologien mit hoher Ausbeute zu flüssigen Treibstoffen verarbeitet werden und könnte zu einem Grundsockel treibhausgasfreier Eigenversorgung aufgebaut werden. Erdgas als Treibstoff bietet Diversifizierung der Energiequellen und reduzierte Treibhausgasemissionen. Wasserstoff könnte als möglicher universeller Energieträger alle verfügbaren Energiequellen für den Verkehrsbereich erschließen und Treibhausgasemissionen erheblich vermindern. Wasserstoffbetriebene Verbrennungsmotoren könnten die Markteinführung von Wasserstofffahrzeugen vorantreiben. Brennstoffzellensysteme bieten die Perspektive eines hohen Wirkungsgrads. Europäische Demonstrationsprojekte sollen die wesentlichen Elemente einer Wasserstoffwirtschaft zur Marktreife entwickeln.**

### 1. Einleitung

Die Europäische Kommission strebt einen schrittweisen Ersatz von Öl im Verkehrssektor durch alternative Treibstoffe an. Als Ziel wurde ein Marktanteil von 20% im Jahr 2020 in den Rahmenpapieren zur europäischen Energie- und Verkehrspolitik angegeben, dem Grünbuch zur Sicherheit der Energieversorgung [1] und dem Weißbuch zur gemeinsamen Verkehrspolitik [2]. Der Verkehrsbereich, insbesondere der Straßenverkehr, hängt nahezu vollständig von Öl als einziger Energiequelle ab, im Unterschied zu Industrie und Haushalt, wo die verwendete Energie aus unterschiedlichen primären Energiequellen bereitgestellt wird. Der Verkehrssektor gehört auch zu den Hauptquellen für CO<sub>2</sub>-Emissionen. Er trägt etwa ein Viertel der Gesamtemissionen bei und hatte bislang die höchsten Zuwachsraten unter allen Wirtschaftssektoren.

Ersatz von Öl durch alternative Treibstoffe im Verkehr soll deshalb zwei Zielen dienen:

- *Verbesserung der Sicherheit der Energieversorgung durch Diversifizierung*
- *Verminderung von Treibhausgasemissionen zum Schutz des Klimas.*

Als Hauptkandidaten für alternative Treibstoffe wurden in einer Mitteilung der Europäischen

Kommission [3] Biotreibstoffe, Erdgas und Wasserstoff benannt. Das langfristige Entwicklungspotential dieser Treibstoffe sollte wesentliche Beiträge zu den oben aufgeführten Hauptzielen erwarten lassen und die Perspektive für eine wirtschaftliche Nutzung der nötigen Investitionen für Produktentwicklung und Infrastruktur bieten.

Ein verstärkter Einsatz von Biotreibstoffen wird gefördert durch zwei kürzlich verabschiedete europäische Richtlinien zu Marktanteil und Besteuerung. Der Marktanteil soll im Jahr 2005 2% erreichen und danach pro Jahr um 0.75% steigen bis zu 5.75% im Jahr 2010 [4]. Steuerliche Vergünstigung kann gewährt werden, um eine wirtschaftlich konkurrenzfähige Marktposition für Biotreibstoffe sicherzustellen [5].

Zur weitergehenden Untersuchung der technischen und wirtschaftlichen Entwicklungsperspektiven der übrigen alternativen Treibstoffe setzte die Europäische Kommission eine Expertengruppe von Vertretern aus Industrie, Forschung und gesellschaftlichen Organisationen als Kontaktgruppe Alternative Treibstoffe ein. Neben einer Bewertung der verschiedenen Optionen sollten auch Empfehlungen für mögliche unterstützende Maßnahmen gegeben werden. Der Schwerpunkt der Arbeiten lag auf Erdgas und Wasserstoff. Neue Methoden der Treibstoffherstellung aus Biomasse wurden ebenfalls untersucht.

Die Bewertung der verschiedenen Treibstoffe stützte sich auf eine Gesamtstudie aller Stufen von der primären Energiequelle bis zum Verbrauch an Bord eines Fahrzeugs in einer sogenannten „well-to-wheels“-Analyse. Diese Studie wurde von einem Konsortium repräsentativer Organisationen der europäischen Öl- und Autoindustrie und des Gemeinsamen Forschungszentrums in enger Zusammenarbeit mit der Kontaktgruppe Alternative Treibstoffe entwickelt. Insgesamt wurden über 400 Energiepfade von der Primärquelle zum Verbraucher untersucht.

Der Bericht der Kontaktgruppe Alternative Treibstoffe zur „Marktentwicklung alternativer Treibstoffe“ [7] gibt einen Überblick über die wesentlichen technischen Entwicklungen und Wirtschaftlichkeitsfragen zum Aufbau von Infrastruktur und Fahrzeugflotten. Abschätzungen über das Potential der wesentlichen alternativen Treibstoffe und ihre möglichen Marktanteile im Hinblick auf einen Zeithorizont bis 2020 zeigen die Bedeutung der Beiträge zur Versorgungssicherheit und zur Reduzierung der Emission von Treibhausgasen auf. Maßnahmen zur Förderung eines einheitlichen europäischen Marktes für alternative Treibstoffe und die zugehörigen Technologien sollten eine rasche Erschließung dieses Potentials ermöglichen.

Die Aussichten für Wasserstoff als möglichen künftigen universellen Energieträger und die dafür erforderlichen Entwicklungen wurden von einer speziell dafür von der Europäischen Kommission eingesetzten Gruppe von hochrangigen Fachleuten aus Wirtschaft, Wissenschaft und Gesellschaft untersucht und in einem Bericht zu einer möglichen europäischen Wasserstoffwirtschaft vorgestellt [8].

Der nachfolgende Beitrag fasst die technischen und wirtschaftlichen Perspektiven der Hauptoptionen für alternative Treibstoffe zusammen, nämlich Biotreibstoffe, Erdgas und Wasserstoff.

## 2. Sicherheit der Energieversorgung

Die Energieversorgung Europas wird zunehmend mehr von Importen abhängig. Die derzeitige Importquote von knapp 50% steigt nach Modellrechnungen für die Basistrends bis 2030 auf fast 70% an, wie in Abb. 1 dargestellt ist. Diese Untersuchungen verwenden ein Referenzszenario mit den derzeit gültigen politischen Rahmenbedingungen [9].

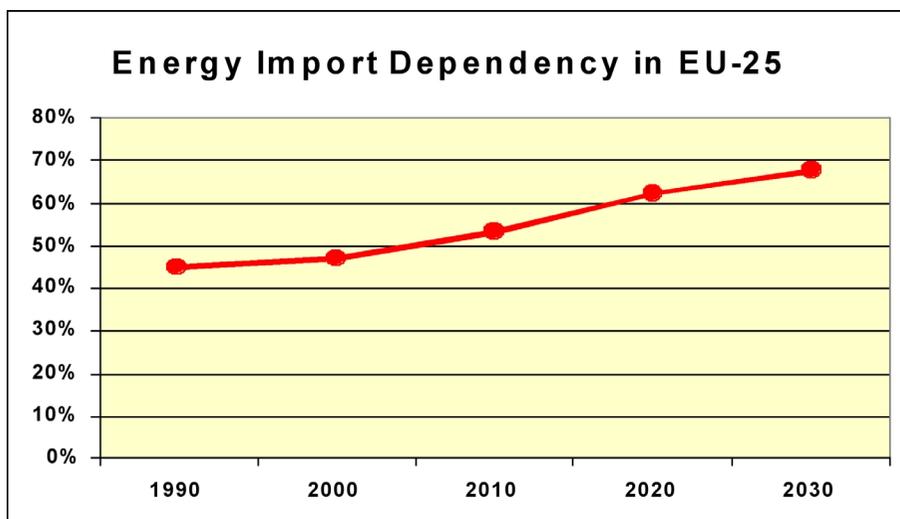


Abb. 1: Entwicklung der Energieimportquote der Europäischen Union (EU-25) nach Modellrechnungen auf Grundlage bestehender Rahmenbedingungen.

Der weiterhin ansteigende Energieverbrauch wird auch 2030 noch überwiegend von fossilen Energieträgern gedeckt werden, an führender Stelle von Öl, wie in Abb. 2 gezeigt. Ölreserven haben andererseits die kürzeste Restreichweite aller Hauptenergieträger, mit 45 Jahren bei gleichbleibender Förderrate, und werden sich mit fortschreitender Ausbeutung auf zunehmend weniger Länder überwiegend im Mittleren Osten konzentrieren. Die Importquote von Öl wird nach dem Referenzszenario für die EU von 76% in 2000 auf 86% in 2020 ansteigen.

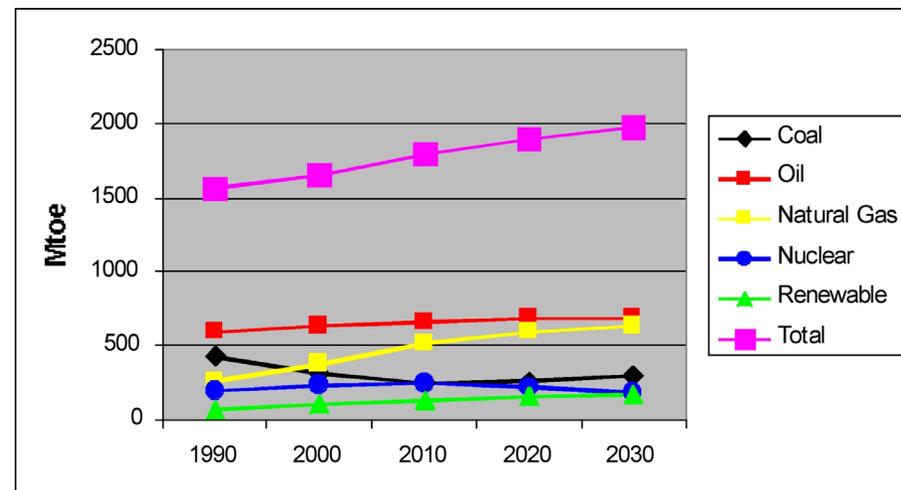


Abb. 2: Entwicklung des Gesamt-Energieverbrauchs und der Beiträge der Hauptenergieträger in der Europäischen Union (EU-25) im Referenzszenario.

Ernstere Schwierigkeiten in der Ölversorgung werden bereits lange vor einer Erschöpfung der geologischen Vorräte erwartet, wenn die Förderung nicht mehr Schritt halten kann mit einer stetig ansteigenden Nachfrage. Diese Situation kann bereits deutlich vor Ende des nächsten Jahrzehnts auftreten. Energie-Sparmaßnahmen können die Grenzen hinausschieben und sollten deshalb in allen Bereichen ergriffen werden. Weitere Verringerung des Treibstoffverbrauchs von Autos durch Entwicklung energieeffizienterer Fahrzeuge kann einen bedeutenden Beitrag liefern und wird deshalb von der Europäischen Kommission u.a. im Rahmen einer Freiwilligen Vereinbarung mit der Autoindustrie vorrangig verfolgt.

Ersatz von Öl durch alternative Treibstoffe sollte bereits deutlich vorangeschritten sein zu einer Zeit, zu der nach dem Standardszenario mit einem Auseinanderlaufen von Förderung und Bedarf zu rechnen wäre. Das Ziel der Europäischen Kommission, eine Substitutionsquote von 20% in 2020 zu erreichen, gibt deshalb eine dringend erforderliche Entwicklung vor. Das Alternativszenario mit den drei Hauptoptionen Biotreibstoffe, Erdgas und Wasserstoff ist in Tabelle 1 aufgeführt. Für Biotreibstoffe gehen die Zielvorgaben von einer raschen Erschließung des Potentials aus, mit einem Aufbau des Marktanteils von 2% in 2005 auf 5.75% in 2010 und einer geringen weiteren Steigerung in den Folgejahren. Erdgas könnte mit einem Ausbau des Tankstellennetzes seinen Marktanteil bis auf 10% in 2020 ausbauen. Wasserstoff benötigt noch längeren Entwicklungsvorlauf und wird mit einem Marktanteil von 5% in 2020 erwartet.

Biotreibstoffe können aus einer Vielzahl von Ausgangsstoffen aus Biomasse produziert werden und bieten durch breite Streuung der Nachzucht die Möglichkeit einer sicheren heimi-

schen Basisversorgung für die meisten Länder. Der Einsatz von Erdgas im mobilen Sektor bewirkt eine Diversifizierung der Versorgungsquellen im Treibstoffsektor, die zur Verbesserung der Versorgungssicherheit beiträgt. Wasserstoff als potentiell universeller Energieträger ermöglicht die Erschließung aller vorhandenen Energiequellen in einem integrierten Energie-/Transportsystem und den Anschluss aller Verbraucher. Der Verkehrssektor könnte damit auf eine völlig neue Grundlage breitest möglicher Energie-Versorgungssicherheit gestellt werden.

Jahr / %	Bio-Treibstoff	Erdgas	Wasserstoff	Gesamt
2005	2			2
2010	5.75	2		8
2015	(7)	5	2	(14)
2020	(8)	10	5	(23)

Tabelle 1: Szenario zum Ausbau der Marktanteile alternativer Treibstoffe in Europa.

### 3. Treibhausgasemissionen

Die Europäische Union ist mit der Ratifizierung des Kyoto-Protokolls im Jahr 2002 die Verpflichtung eingegangen, die Treibhausgasemissionen bis zum Zeitraum 2008-2012 um 8% gegenüber 1990 zu reduzieren. Der Verkehr trägt derzeit etwa 26% zu den gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen der EU bei und hatte bislang die höchsten Zuwachsraten aller Wirtschaftsbereiche. Für die Zukunft wird eine Abflachung des Anstiegs erwartet. Dennoch wird der Verkehrssektor zusammen mit der Stromerzeugung zunehmend weiter vor allen anderen Wirtschaftssektoren an der Spitze liegen, wie Abb. 3 für die Entwicklung nach dem Referenzmodell zeigt. Nach diesen Modellrechnungen werden die Treibhausgasemissionen aus dem Verkehrsbereich im Kyoto-Zeitraum etwa 40% über dem Niveau von 1990 liegen.

Entschlossene Maßnahmen zur Verminderung der Treibhausgasemissionen sind deshalb insbesondere im Verkehrssektor erforderlich. Am erfolgsversprechendsten ist im Bereich der technischen Möglichkeiten ein Doppelansatz mit weiterer Verbesserung der Energieeffizienz von Fahrzeugen auf der einen Seite und einer Verringerung der Treibhausgasintensität auf der anderen Seite durch einen allmählichen Ersatz fossiler durch kohlenstoffärmere oder -freie Energieträger. Für fossile Energieträger kann die Treibhausgasbilanz durch Abtrennung und Einlagerung von Kohlenstoff verbessert werden. Erneuerbare und nukleare Energiequellen bieten einen Weg zu inhärent niedriger Emission.

Alternative Treibstoffe können einen wesentlichen Beitrag zur Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emission im Verkehrssektor bringen.

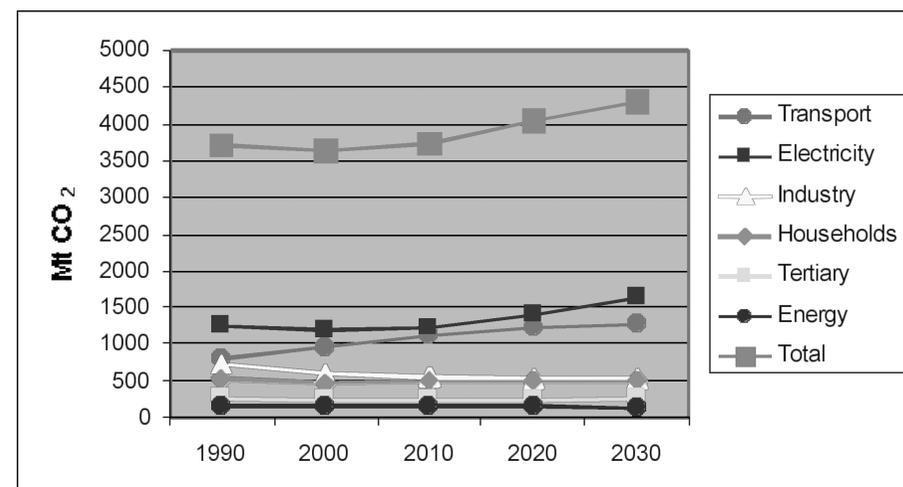


Abb. 3: Entwicklung der gesamten CO<sub>2</sub>-Emission und der Beiträge der wichtigsten Wirtschaftssektoren in der Europäischen Union (EU-25) nach Modell-Rechnungen auf Grundlage bestehender Rahmenbedingungen.

### 4. Schadstoffemissionen

Die europäische Gesetzgebung zur Emission von Schadstoffen aus Fahrzeugen und zur Qualität von Treibstoffen hat im Lauf des vergangenen Jahrzehnts deutliche Verbesserungen bewirkt. Alle geregelten Schadstoffe konnten deutlich reduziert werden und haben im Mittel zu einer erheblichen Verbesserung der Luftqualität geführt. Die größten Fortschritte wurden bei Personenkraftwagen erreicht, wie der Überblick in Abb. 4 für Stickoxidemissionen der verschiedenen Fahrzeugkategorien zeigt. Dieser Rückgang der Emissionen wird sich in Zukunft fortsetzen mit der kontinuierlichen Erneuerung des Fahrzeugbestands und des damit verbundenen Zuwachses zunehmend sauberer Fahrzeuge. Bis zum Jahr 2010 wird etwa ein Drittel des Niveaus der Emissionen von 1990 erreicht werden. Weitere Maßnahmen zur Verminderung des allgemeinen Niveaus der Schadstoffemissionen sind deshalb im europäischen Rahmen weniger dringlich als in der Vergangenheit.

Alternative Treibstoffe könnten jedoch von Interesse sein, soweit sie zur Verbesserung der verbliebenen Problembereiche beitragen, nämlich Emission von Rußteilchen und Stickoxid von Dieselfahrzeugen und Überschreitung gesetzlicher Grenzwerte in Städten mit hoher Verkehrsdichte. Die Markteinführung alternativer Treibstoffe würde deshalb den meisten Nutzen bringen mit einem anfänglichen Schwerpunkt bei Fahrzeugen, die überwiegend im städti-

schen Verkehr eingesetzt werden (Taxis, Busse, Lieferfahrzeuge, Servicefahrzeuge) und bei Fahrzeugen mit hohem Jahresverbrauch.

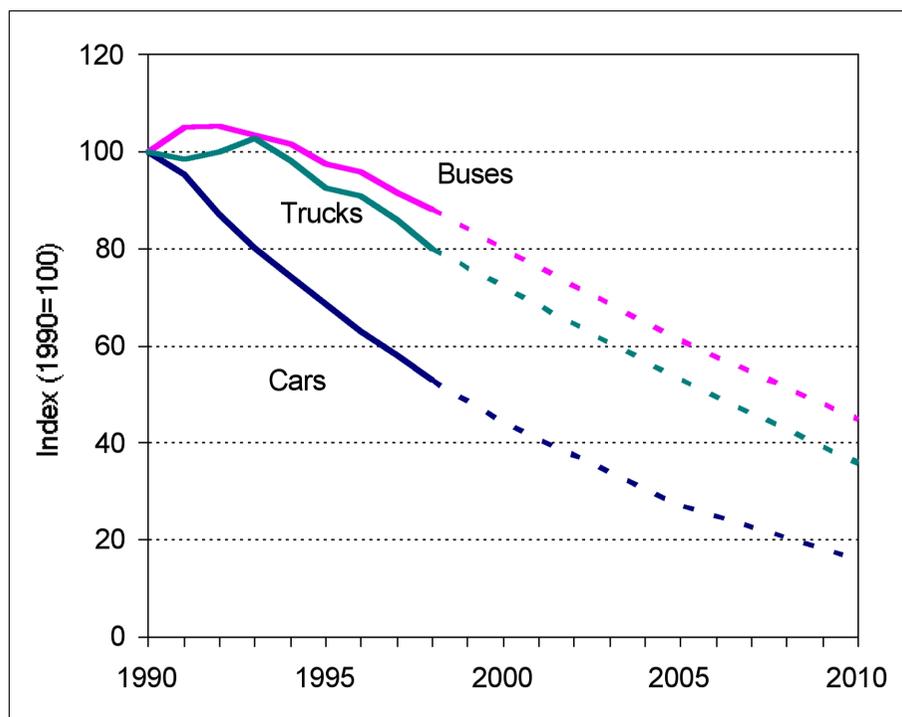


Abb. 4: Entwicklung der Stickoxidemissionen im Straßenverkehr in der Europäischen Union (EU-25) nach Modell-Rechnungen auf Grundlage bestehender Rahmenbedingungen.

## 5. Bewertung alternativer Treibstoffe

Die Gesamtbewertung von Treibstoffen muss verschiedene Kriterien mit einbeziehen. Hauptziele sind eine langfristige Sicherung der Energieversorgung für den Verkehrsbereich, Verminderung der Treibhausgasemissionen, weitere Verbesserung der Luftqualität vor allem in dicht besiedelten städtischen Bereichen, aber auch die internationale Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Wirtschaft, die Sicherung und Vermehrung von Arbeitsplätzen innerhalb Europas und eine regional ausgewogene Wirtschaftsentwicklung. Eine Wichtung dieser unterschiedlichen Gesichtspunkte kann nicht nach einem einfachen numerischen Schema durchgeführt werden. Damit ist klar, dass ein Vergleich der verschiedenen Optionen sich nicht auf einen einzigen Parameter reduzieren lässt. Der Versuch einer verengten Bewertung nach nur einem der oben genannten Aspekte kann zu völlig verzerrten Ergebnissen führen.

Eine Gesamtbewertung muss auch die gesamte Produktkette einbeziehen, da eine Beurteilung nach dem Verhalten in einem Teilabschnitt zu irreführenden Ergebnissen führen kann. Dies lässt sich am Beispiel einer Bewertung deutlich machen, die allein die Treibhausgasemissionen beim Einsatz eines Treibstoffs im Fahrzeug zugrunde legt. Biotreibstoffe würden danach keinen Vorteil gegenüber Benzin oder Diesel bieten, da vergleichbare Mengen von CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre emittiert werden. Erst die Einbeziehung der Treibstoffgewinnung und -aufbereitung bringt den Vorteil der Biotreibstoffe zur Geltung, da die bei der Verbrennung freigesetzten Mengen an CO<sub>2</sub> bei der Nachzucht der zur Gewinnung der Treibstoffe eingesetzten Biomasse wieder der Atmosphäre entzogen werden und in der Summe über die Gesamtproduktkette damit zu keinem Nettoeintrag in die Atmosphäre führen. Wasserstoff andererseits würde bei einer verkürzten Betrachtung allein der Verwendung an Bord eines Fahrzeugs als vollkommen CO<sub>2</sub>-frei eingestuft werden. Da zur Herstellung von Wasserstoff aber alle Energiequellen einschließlich fossiler verwendet werden können, wird die Auswirkung des Einsatzes von Wasserstoff im wesentlichen von den Vorstufen der Wasserstoffgewinnung bestimmt. Dies zeigt, dass eine sinnvolle Beurteilung nur aufgrund einer Untersuchung der Gesamtproduktkette erfolgen kann.

Eine umfassende Bewertung muss die wesentlichen wirtschaftlichen, sozialen und umweltbezogenen Aspekte einzeln behandeln. Die übergeordnete politische Entscheidung muss dann die verschiedenen Gesichtspunkte gegeneinander abwägen und kann auf der Grundlage einer breiten wissenschaftlichen Untersuchung eine rational begründete nachvollziehbare Prioritätensetzung vornehmen.

Die Kontaktgruppe Alternative Treibstoffe hat für die Hauptoptionen Biotreibstoffe, Erdgas und Wasserstoff und die Referenzkraftstoffe Benzin und Diesel Energieverbrauch, Treibhausgasemission und Kosten beurteilt. Wesentliche Grundlage dafür war eine neue Studie zur Gesamtproduktkette durch ein Konsortium von repräsentativen Organisationen der europäischen Ölindustrie und Autoindustrie und dem Gemeinsamen Forschungszentrum der Europäischen Union. Dabei wurden die zwei Abschnitte von der primären Energiequelle zum Treibstofftank und vom Tank zum Fahrzeugantrieb getrennt erfasst und verglichen. Insgesamt wurden 75 Wege der Treibstoffherstellung untersucht, die mit einer Reihe von Fahrzeugtechnologien zu insgesamt über 400 Einzelpfaden verfaltet wurden. Zur realitätsnahen Beschreibung künftiger Markteinführungsszenarien wurde ein Ansatz „marginaler Änderungen“ gewählt, bei dem die Effekte von Veränderungen gegenüber einem Referenzszenario mit Benzin und Diesel als einzigen Treibstoffen untersucht und nicht Mittelwerte über gesamte Marktsektoren verwendet wurden.

Die wesentlichen Ergebnisse der Gesamtbewertung von Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen sind in Abb. 5 für alle Treibstoffe und die zugehörigen Fahrzeugtechnologien zusammengestellt. Die Daten geben jeweils die im Fahrbetrieb pro km anfallenden Werte an unter Aufrechnung der zur Treibstoffbereitstellung erforderlichen Prozesse ab primärer Ener-

giequelle. Die Punkte sammeln sich in Punktescharen mit der jeweiligen primären Energiequelle als Scharparameter. Die quantitative Korrelation zwischen Energieverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emission und damit die Steigung der Kurven in Abb. 5 wird durch die Kohlenstoffintensität der primären Energiequelle festgelegt. Bei gleichem Energieeinsatz fallen die höchsten Treibhausgasemissionen bei Verwendung von Kohle an. Mineralöl liegt knapp darunter. Danach folgen Erdgas, konventionelle Biotreibstoffe und am unteren Ende neue Biotreibstoffe, Windkraft und Kernenergie. Die Variation entlang der Kurven wird durch den Herstellungsprozess der Treibstoffe und die verwendete Fahrzeugtechnologie bestimmt. Die Referenzdaten für Benzin- und Diesel-Fahrzeuge liegen innerhalb des Kastens im linken unteren Bereich von Abb. 5.

Der Übergang von den bislang verwendeten Kraftstoffen auf Mineralölbasis zu alternativen Treibstoffen kann die CO<sub>2</sub>-Emissionen deutlich reduzieren, führt aber in vielen Fällen zu höherem Energieverbrauch, wie die Vielzahl der Lösungen zeigt, die außerhalb des Mineralölkastens liegen. Das begrenzte Potential alternativer und erneuerbarer Energiequellen erfordert deshalb eine Optimierung der Energieeffizienz bei der Treibstoffbereitstellung und bei der Verwendung in Fahrzeugen. Beide Bereiche sind genauso wichtig wie die Wahl des Treibstoffes selbst.

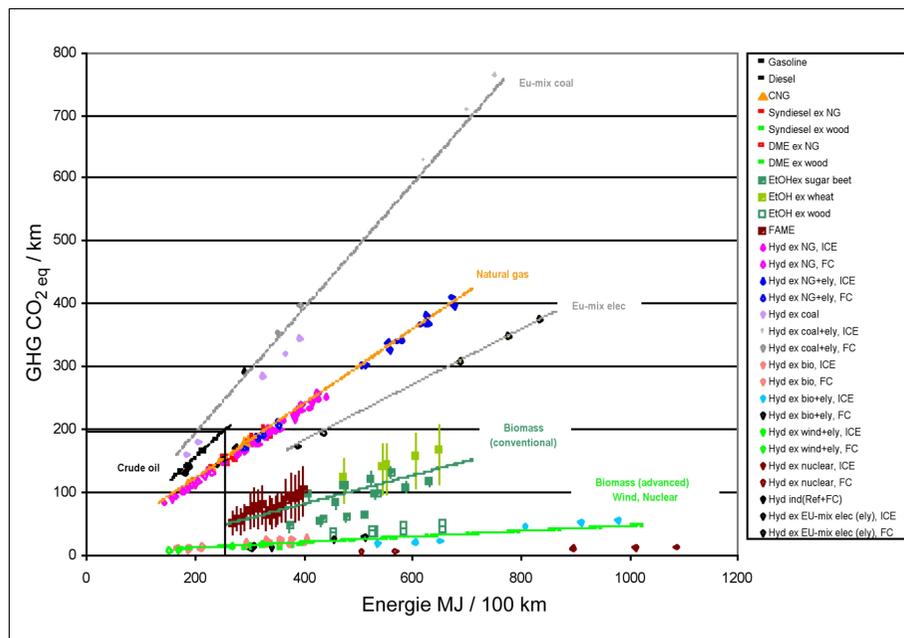


Abb. 5: CO<sub>2</sub>-Emissionen und Energieverbrauch für verschiedene Energieträger und Fahrzeugtechnologien.

## 6. Biotreibstoffe

Der Einsatz von Biomasse zur Treibstoffherstellung bietet in den meisten Ländern die Perspektive eines heimischen Grundbeitrags zur Energieversorgung in einem Wirtschaftssektor, der bislang überwiegend vom Import von Öl abhängt. Die Verwendung von Biotreibstoffen ist weitgehend Treibhausgas-neutral. Die bei der Verbrennung von Biotreibstoffen freigesetzten Mengen an CO<sub>2</sub> werden bei der Nachzucht der benötigten Biomasse wieder der Atmosphäre entzogen. Nettoemissionen bis zu etwa 15% des Niveaus mineralischer Kraftstoffe können jedoch bei der Rohmaterialgewinnung und -verarbeitung entstehen. Die Kosten liegen mit derzeit 600-800 €/to etwa einen Faktor 2.5-3 über dem Mittelwert der letzten Jahre von 250 €/to für mineralische Kraftstoffe.

Die Bedeutung des Beitrags der Biotreibstoffe hängt entscheidend vom Potential ab, das land- und forstwirtschaftlich erschlossen werden kann, von der Flächenausbeute an Biomasse und dem Wirkungsgrad der Verarbeitung zu Kraftstoffen. In größerem Maß werden derzeit Bioäthanol und Biodiesel aus Zuckerrüben, bzw. Rapsöl hergestellt. Diese konventionellen Biotreibstoffe könnten bei Verwendung aller dafür in der Europäischen Union erreichbaren landwirtschaftlichen Flächen etwa 7-8% des Kraftstoffmarktes abdecken [3].

Zwei neue Technologien werden derzeit in Demonstrationsprojekten untersucht: die Umwandlung von Biomasse zu Äthanol mit Hilfe von Enzymen und die Herstellung von synthetischem Diesel über einen Zweistufenprozess mit Vergasung von Biomasse zu Synthesegas, bestehend aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid, und nachfolgender Verflüssigung in einem Fischer-Tropsch Prozess. Ausgangsmaterial könnten Abfälle aus Land- und Forstwirtschaft und holzverarbeitender Industrie sein oder speziell gezüchtete Energiepflanzen. Damit könnte insgesamt ein wesentlich größeres Rohstoffpotential erschlossen werden. Die Kontaktgruppe Alternative Treibstoffe hat bei Einschluss synthetischer Kraftstoffe einen möglichen Marktanteil europaweit von 15% für Biotreibstoffe abgeschätzt.

Synthetischer Diesel aus Biomasse bietet eine Reihe von Vorzügen. Sein Einsatz könnte die Raffinerien entlasten, die wegen der kontinuierlich steigenden Nachfrage nach Diesel ein zunehmend ungünstiges Produktverhältnis von Diesel und Benzin einstellen, was bereits zu einer Verschlechterung der Energie- und Treibhausgasbilanz von Diesel gegenüber Benzin führt. Weiterhin könnte synthetischer Diesel als besonders hochwertiger Treibstoff die Entwicklung effizienterer und sauberer Motoren unterstützen. Schließlich kann synthetischer Diesel in jedem beliebigen Mischungsverhältnis mineralischem Diesel beigemischt werden und ermöglicht damit eine sehr flexible Marktgestaltung. Die Umweltverträglichkeit der Produktkette ist hoch, da jede Form von Biomasse verwendet werden kann, und damit ein extensiver landwirtschaftlicher Anbau möglich ist.

Weitere Demonstrations- und Pilotprojekte sollten die Technologie der Treibstoffherstellung vorantreiben und die gesamte Kette der Rohmaterialversorgung optimieren. Dabei sollte auch die Möglichkeit einer Koproduktion von synthetischem Biodiesel und Wasserstoff untersucht werden. Wasserstoff ist im Synthesegas enthalten, das durch die Biomassevergasung entsteht, und könnte aus dieser Phase extrahiert werden. Damit könnte ein aussichtsreicher Weg zur Herstellung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen erschlossen werden.

## 7. Erdgas

Ein stärkerer Einsatz von Erdgas als Treibstoff könnte durch eine Diversifizierung der Energiequellen die Versorgungssicherheit im Transportsektor erhöhen, Treibhausgas-Emissionen vermeiden und die Schadstoffemissionen von Fahrzeugen vermindern.

Erdgas könnte nach dem von der Europäischen Kommission ins Auge gefassten Szenario zum Aufbau alternativer Treibstoffe auf mittlere Sicht den Hauptanteil liefern, mit 10% im Jahr 2020 die Hälfte der angestrebten Substitutionsrate von 20% [3]. Das Potential für den Einsatz von Erdgas als Kraftstoff im Verkehrsbereich ist nicht durch die Rohstoffversorgung begrenzt. Ein Anteil von 10% im Treibstoffmarkt würde nur 5% des für 2020 erwarteten Gesamtverbrauchs an Erdgas in der EU darstellen. Das für die Versorgung von Industrie und Haushalten aufgebaute europäische Gasverteilungsnetz könnte deshalb im wesentlichen ohne spezielle Ausbaumaßnahmen die zusätzliche Nachfrage für den Verkehrsbereich mit abdecken.

Geringere Treibhausgasemissionen bei der Verwendung von Erdgas beruhen auf dem niedrigeren spezifischen Kohlenstoffgehalt in Methan ( $\text{CH}_4$ ), dem Hauptbestandteil von Erdgas. Die Verbrennung von Erdgas in Motoren setzt deshalb pro Energieeinheit weniger  $\text{CO}_2$  frei als die Ölprodukte Benzin und Diesel. Der höhere Anteil an Wasserstoff im Methan wird zu Wasserdampf umgesetzt.

Energieverbrauch und  $\text{CO}_2$ -Emissionen von Erdgasfahrzeugen sind in der aus der europäischen Lebenszyklusstudie [6] entnommenen Abb. 6 für verschiedene Gasversorgungswege und Fahrzeugtechnologien mit Benzin- und Dieselaautos verglichen, sowohl für derzeit auf dem Markt befindliche Modelle als auch für Technologien, die für den Zeitraum nach 2010 erwartet werden.

Bei heutiger kommerzieller Fahrzeugtechnologie liegt die  $\text{CO}_2$ -Emission von Erdgas betriebenen PKWs („CNG(4000 km) - 2002“) etwa 20% niedriger als bei Benzinautos und auf vergleichbarem Niveau wie Dieselaautos. In Zukunft wird vor allem bei Ottomotoren eine weitere Verbesserung des Wirkungsgrads erwartet, während für Dieselmotoren nur noch ein geringes Entwicklungspotential gesehen wird. Für 2010 werden deshalb etwa gleicher Wirkungsgrad

und gleiches Niveau von  $\text{CO}_2$ -Emissionen für Benzin- und Diesel-PKW's erwartet. Erdgasautos mit konventioneller Ottomotoren-Technik („CNG(4000 km) - 2010“) sollten damit 15% geringere  $\text{CO}_2$ -Emissionen verursachen. Weitere Verbesserungen könnten erzielt werden mit einer Optimierung von Motoren für die Eigenschaften von Erdgas, die eine höhere Kompression erlauben. Solche heute nur in Prototypformen existierenden Maschinen könnten bei Erdgasautos bis zu etwa 30% Einsparung von Treibhausgasemissionen ermöglichen. Hybridtechnologie zur Wirkungsgradverbesserung mit einem kombinierten Antrieb von Verbrennungs- und Elektromotoren kann in allen Fällen eingesetzt werden und ermöglicht, wie aus dem oberen Teil des Balkendiagramme in Abb. 6 ersichtlich, eine weitere Absenkung von Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen. Substitution eines Teils der wachsenden Nachfrage nach Diesel durch Erdgas könnte auch zu einer Verbesserung der Energieeffizienz auf Seiten der Raffinerien und einer Reduzierung ihrer Treibhausgasemissionen beitragen, da der zunehmend höhere Dieselanteil einen steigenden Energieeinsatz im Herstellungsprozess erfordert.

Geringere Schadstoffemissionen sind ein zusätzlicher Vorteil von Erdgasfahrzeugen. Von großem Interesse ist insbesondere die im Vergleich zu Dieselmotoren geringere Partikelemission. Damit könnte der Einsatz von Erdgasfahrzeugen vor allem in dicht besiedelten Ballungsräumen zu einer Verbesserung der Luftqualität beitragen. Die für die Zukunft zu erwartenden strengeren Emissionsvorschriften können von Erdgasfahrzeugen auch ohne Zusatzeinrichtungen, wie etwa Partikelfilter, eingehalten werden.

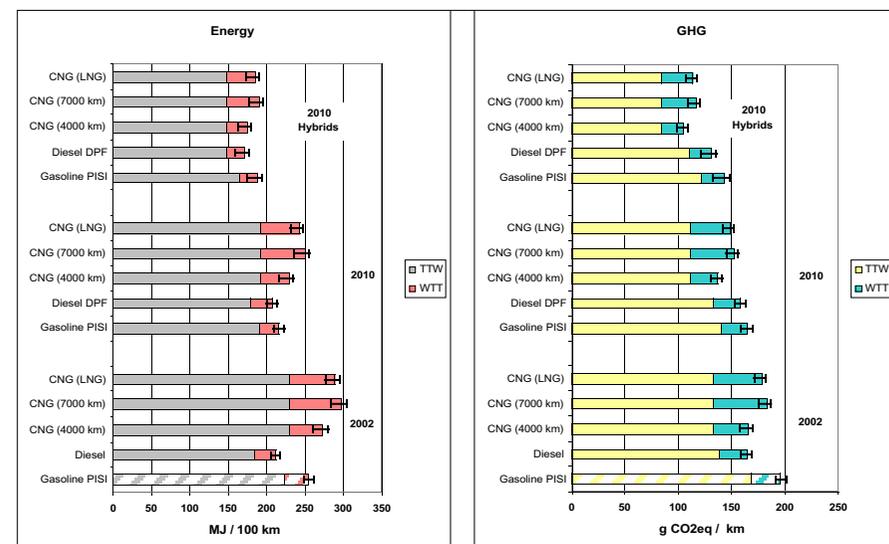


Abb. 6: Energieverbrauch und  $\text{CO}_2$ -Emission für Erdgas-, Benzin- und Dieselaautos.

Die Fahrzeugtechnologie für den Einsatz von Erdgas als Kraftstoff ist ausgereift. Eine Reihe von Modellen existiert auf dem Markt, die dual sowohl mit Erdgas als auch mit Benzin betrieben werden können. In den letzten Jahren sind von mehreren großen Herstellern Varianten speziell für Erdgas entwickelt worden. Diese Verbreiterung der Produktpalette ist Voraussetzung für die Ankurbelung einer wachsenden Nachfrage auf Seiten des Verbrauchers.

Entscheidend für die Erschließung des Verkehrsbereichs für Erdgas als Treibstoff ist ein rascher Aufbau der erforderlichen Tankstelleninfrastruktur. Marktuntersuchungen zeigen, dass für einen Anteil von 10% am Treibstoffverbrauch etwa 25% der Tankstellen mit Erdgas ausgestattet sein sollten. Ein Netz dieser Dichte ermöglicht auch bereits eine flächendeckende Versorgung, die weiteres Wachstum im Verbrauch abdecken kann.

Wirtschaftliche Unterstützung für die Marktentwicklung von Erdgas als Treibstoff kann die Voraussetzungen schaffen für Investitionen in den Aufbau der Infrastruktur und für Kaufentscheidungen der Verbraucher zugunsten von Erdgasfahrzeugen. Bereits bei einem Marktanteil von einigen Prozent könnte Erdgas als Treibstoff dann wegen des im Vergleich zu Öl geringeren Rohstoffpreises wirtschaftlich konkurrenzfähig werden.

Planungssicherheit für Industrie und Verbraucher durch langfristige gesetzgeberische Vorgaben und die Entwicklung eines europäischen Marktes könnten Erdgas zu einer führenden Rolle als alternativer Treibstoff verhelfen.

## 8. Wasserstoff

Wasserstoff kann potentiell die Rolle eines universellen Energieträgers übernehmen und Energie von jeder primären Quelle zu jedem möglichen Verbraucher liefern. Die damit erreichbare Flexibilisierung des gesamten Energiesystems bietet ein Höchstmaß an Versorgungssicherheit, insbesondere in Phasen der Umstellung zwischen Hauptenergiequellen. Diese Funktion ist von besonderer Bedeutung in Hinblick auf künftig mögliche unzureichende Ölförderungsraten und eine zunehmende Erschließung erneuerbarer Energiequellen. Wind- und Sonnenenergie liefern ihre Beiträge unabhängig von der Verbrauchsnachfrage und benötigen umfangreiche Energiespeicherung und Polygenerationsanlagen. Wasserstoff und die dafür besonders geeigneten Brennstoffzellensysteme bieten hier eine aussichtsreiche Systemlösung.

Keine unmittelbaren Treibhausgasemissionen treten beim Einsatz von Wasserstoff in Energiekonversionsanlagen auf. Ausschlaggebend für Energieverbrauch und Emissionen sind jedoch die Vorstufen der Wasserstoffbereitstellung. Eine Gesamtanalyse der Produktkette von der Quelle zum Verbraucher ist deshalb unerlässlich für eine angemessene Bewertung. Die Ergebnisse der europäischen Referenzstudie [6] sind im folgenden zusammengefasst.

Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen sind in Abb. 7 für die zwei Antriebsarten von Wasserstoffautos, Verbrennungsmotor (ICE) und Brennstoffzellensysteme (FC), zusammen mit Benzin-, Diesel- und Erdgasautos (CNG) aufgeführt. Ein deutlicher Paradigmenwechsel ist erkennbar von verbraucherseitig dominierten Bilanzen (TTW) bei Benzin, Diesel und Erdgas zu stark, bei Treibhausgasemissionen sogar ausschließlich, produktionssseitig bestimmten Bilanzen (WTT) im Fall von Wasserstoff als Treibstoff.

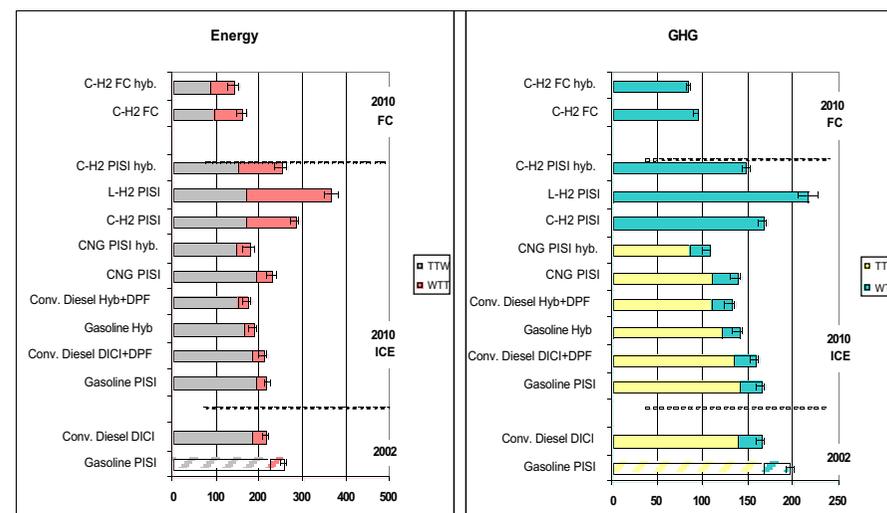


Abb. 7: Energieverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emission von Wasserstoffautos für verschiedene Antriebstechnologien im Vergleich zu Erdgas-, Benzin- und Dieselaautos.

Die höchsten Werte für Energieverbrauch und Emissionen ergeben sich für interne Verbrennungsmaschinen mit Flüssigwasserstoffspeicherung an Bord (L-H2 PISI). Die niedrigsten Werte werden mit Brennstoffzellensystemen erreicht (FC). Die Treibhausgasemissionen dafür liegen mit der für 2010 zu erwartenden Technologie gut 40% unter den Daten für konventionelle Benzin- und Dieselaautos. Dies ist besonders bemerkenswert, da für die in Abb. 7 vorgestellte Untersuchung Wasserstoffherstellung aus fossilen Quellen über Dampfreformierung von Erdgas angenommen ist. Diese heute gängigste und bei weitem wirtschaftlichste Methode der Wasserstoffgewinnung kann damit in Verbindung mit einem hocheffizienten Brennstoffzellensystem immer noch zu erheblichen Einsparungen in der Treibhausgasemission von Kraftfahrzeugen führen.

Wasserstoffherstellung durch Dampfreformierung von Erdgas, Kohlevergasung und Elektrolyse von Wasser sind ausgereifte und seit langem verwendete großindustrielle Verfahren. Die mit dem Rückgriff auf fossile Energievorräte verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen könnten durch den Einschluss von CO<sub>2</sub>-Sequestrierung weitgehend – um ca. 90% – reduziert werden. Die

Frage einer sicheren Langzeitlagerung von CO<sub>2</sub> bedarf aber noch weiterer Forschungs- und Entwicklungsarbeit. Für eine Herstellung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen erscheint eine Koproduktion zusammen mit synthetischen Kohlenwasserstoffen in großen Biomasseverarbeitungsanlagen besonders aussichtsreich wegen der Möglichkeit einer flexiblen verbrauchsangepassten Produktsteuerung und eines hohen Konversionswirkungsgrades. Strom aus erneuerbaren Energiequellen wie Wind und Sonneneinstrahlung wird in der Regel wesentlich effizienter direkt ins Netz eingespeist. Sein Einsatz zum Betrieb von Elektrolyseanlagen ist wegen der weiteren Konversionsprozesse mit hohen Energieverlusten verbunden und sollte nur in Nischenanwendungen und zur Abdeckung von Spitzenverbrauch vorgesehen werden.

Zwei unterschiedliche Antriebssysteme werden für den Einsatz von Wasserstoff als Treibstoff entwickelt, wasserstoffbetriebene Verbrennungsmotoren und Brennstoffzellensysteme in Verbindung mit Elektromotoren. Hohe Wirkungsgrade werden für Brennstoffzellensysteme erwartet, insbesondere im Teillastbetrieb, wie er für städtische Verkehrsverhältnisse typisch ist. Zwei bis drei Entwicklungsgenerationen von ca. 7 Jahren sind jedoch voraussichtlich noch erforderlich, bis eine breite Serienfertigung solcher Fahrzeuge zu erwarten ist. Autos mit Wasserstoffverbrennungsmotoren könnten möglicherweise bereits nach einer weiteren Testgeneration auf den Markt gebracht werden.

Szenarien zum Aufbau einer europaweiten Wasserstoffinfrastruktur und zur Marktentwicklung von Wasserstoffautos wurden in EU-Forschungsprojekten untersucht. Die Investitionskosten für die Infrastruktur sind vergleichsweise gering, mit ca. 500 € pro Fahrzeug bei einer Kundenbasis von ca. 500 Fahrzeugen pro Tankstelle. Die Betriebskosten für Wasserstoff könnten bei Einsatz hocheffizienter Brennstoffzellensysteme vergleichbar mit den heutigen Kraftstoffkosten sein. Das Hauptproblem liegt bei den Fahrzeugen, bei denen die weitere technische Entwicklung eine erhebliche Reduzierung der Kosten und eine Verbesserung von Zuverlässigkeit und Haltbarkeit erreichen muss.

Integrierte Großprojekte, sogenannte Leuchtturmprojekte, sollten in den nächsten ca. zehn Jahren einen zuverlässigen Rahmen bieten für die gezielte Entwicklung und marktnahe Erprobung aller wesentlichen Elemente, die erforderlich sind für eine Entscheidung zum Start einer breiten Serienproduktion von Wasserstofffahrzeugen.

## 9. Zusammenfassung

Alternative Treibstoffe sollten schrittweise stärker in den Markt eingeführt werden, um die Energieversorgung für den Verkehrssektor langfristig zu sichern und die Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Möglichkeiten zu einer Verminderung der Schadstoffemissionen sollten für weitere Verbesserungen der Luftqualität genutzt werden. Maßnahmen dazu sind wichtig,

da bereits lange vor einer Erschöpfung der Ölvorräte Schwierigkeiten zu erwarten sind, die Förderraten auf das beständig steigende Nachfrageniveau hochzufahren. In dieser Phase sollten alternative Treibstoffe und Technologien ausreichend entwickelt sein, wirtschaftliche Instabilitäten durch unzureichende und schwankende Energieversorgung zu vermeiden. Treibhausgasemissionen aus dem Verkehrsbereich liegen zusammen mit dem Energiesektor an der Spitze und hatten in der Vergangenheit die höchsten Zuwachsraten. Energieeinsparung und Ersatz fossiler Energiequellen haben deshalb hohe Bedeutung.

Das von der Europäischen Kommission anvisierte Ziel eines Marktanteils von 20% von alternativen Treibstoffen im Jahr 2020 gibt deshalb einen angemessenen Rahmen für den erforderlichen Systemwechsel vor. Eine Paketlösung erscheint zumindest für einen langen Übergangszeitraum als unumgänglich, da keiner der in Frage kommenden alternativen Treibstoffe alle Aufgaben allein in der gesetzten Entwicklungszeit erfüllen kann. Das vorgeschlagene Szenario zur Marktentwicklung alternativer Treibstoffe mit den drei sukzessive an Bedeutung gewinnenden Hauptträgern Biotreibstoffe, Erdgas und Wasserstoff hat das Potential, das angestrebte Ziel zu erreichen und eine darüber hinausgehende Perspektive für einen weiteren kontinuierlichen Ausbau.

Der in diesem Fall durch alternative Treibstoffe ersetzte Marktanteil von Öl entspricht mit 70 Mto in etwa der gesamten voraussichtlichen EU-Ölproduktion in der Nordsee zu dieser Zeit. Die damit eingesparten CO<sub>2</sub>-Emissionen in Höhe von 80 Mto CO<sub>2, eq</sub> pro Jahr betragen ca. 10% aller derzeitigen Emissionen im Verkehrsbereich. Alternative Treibstoffe können demnach einen wesentlichen Beitrag zur Verbesserung der Sicherheit der Energieversorgung und zur Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen leisten.

Maßnahmen zur Stärkung der Marktposition alternativer Treibstoffe sind auf den unterschiedlichen Entwicklungsstand abzustimmen. Biotreibstoffe stehen in Form der konventionellen Kraftstoffe Bioäthanol und Biodiesel bereit für eine schrittweise Produktionserhöhung entsprechend den von der Europäischen Kommission vorgegebenen quantitativen Zielen, mit einem Anstieg von 2% Marktanteil in 2005 auf 5.75% in 2010. Erdgas kann auf ausgereifte Fahrzeugtechnologien setzen, erfordert aber für einen nennenswerten breiten Ausbau im Treibstoffmarkt einen erheblichen Ausbau des Tankstellennetzes und eine breitere Palette an optimierten Erdgasfahrzeugen, um den Verbraucher zu überzeugen. Wasserstoff benötigt für einen Einstieg als Energieträger im Verkehrsbereich vor allem kostengünstige Fahrzeuge hoher Zuverlässigkeit und Standfestigkeit, die im Rahmen großer integrierter Leuchtturmprojekte zur Serienreife entwickelt werden sollen.

Gemeinsame Aktionen von Industrie und Öffentlicher Hand sind erforderlich, um die nötigen Ressourcen zu mobilisieren und dem Verbraucher eine überzeugende Perspektive einer langfristigen Marktentwicklung zu geben. Dies soll auch die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Wirtschaft und die Schaffung von Arbeitsplätzen in Europa langfristig sichern.

## Referenzen

- [1] Mitteilung der Europäischen Kommission, Hin zu einer europäischen Strategie für Energie-Versorgungssicherheit, KOM(2000) 769.
- [2] Mitteilung der Europäischen Kommission, Europäische Verkehrspolitik für 2010: Zeit zu entscheiden, KOM(2001) 370.
- [3] Mitteilung der Europäischen Kommission zu alternativen Treibstoffen im Straßenverkehrssektor und Maßnahmen zur Förderung des Gebrauchs von Biotreibstoffen, KOM(2001) 547.
- [4] Richtlinie zum Marktanteil von Biotreibstoffen, 2003/30/EC.
- [5] Richtlinie zur Besteuerung von Energieprodukten, 2003/96/EC.
- [6] Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Power Trains in the European Context, CONCAWE/EUCAR/JRC, <http://ies.jrc.cec.eu.int/Download/eh/>
- [7] Market Development of Alternative Fuels, Report of the Alternative Fuels Contact Group, 2003, [http://europa.eu.int/comm/energy\\_transport/en/envir\\_en.html](http://europa.eu.int/comm/energy_transport/en/envir_en.html)
- [8] Wasserstoffenergie und Brennstoffzellen – Eine Zukunftsvision, EUR 20719, Brüssel, 2003.
- [9] „European Energy and Transport Trends to 2030“, Nationale Technische Universität Athen für Generaldirektorat Energie und Transport der Europäischen Kommission, Brüssel, 2003.



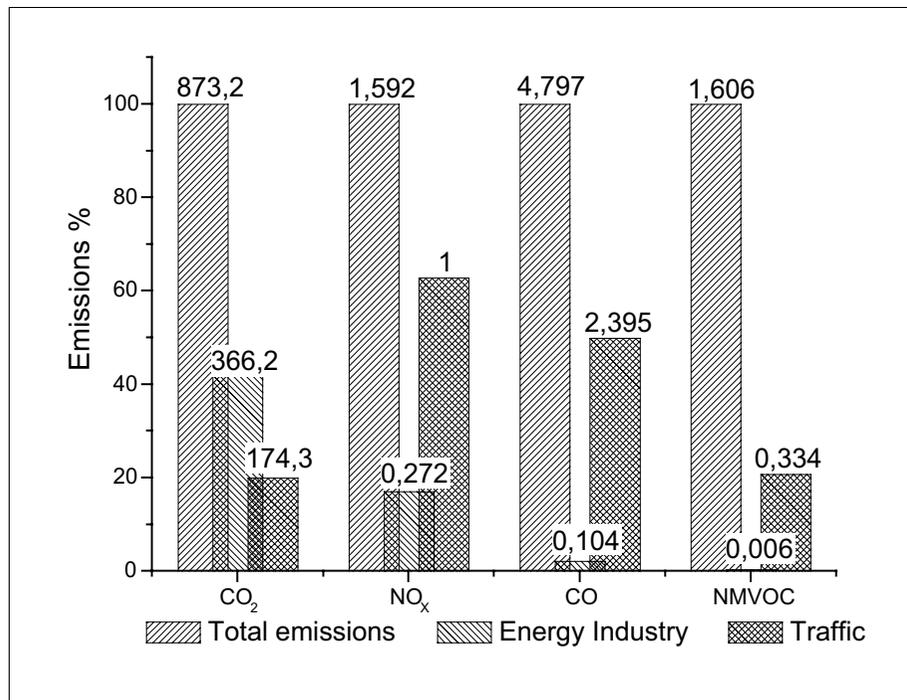
**FUEL CELLS:  
STATE OF THE ART AND FUTURE DEVELOPMENTS**

**Holger Apfel, Carsten Cremers and Ulrich Stimming**

TU Munich, Department E19  
Garching near Munich

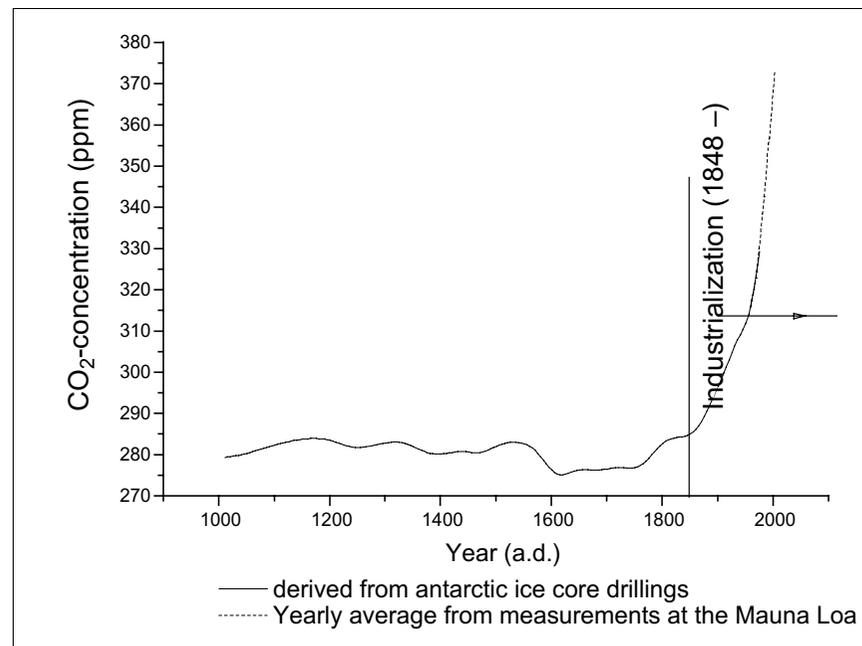
**1. Introduction**

Energy conversion systems are the principal source of pollution on our planet. In the industrialized countries, the electric power plants that convert chemical energy in electrical energy are the main producers of CO<sub>2</sub> emissions, private cars, on the other hand, are the principal producers of CO and NO<sub>x</sub> emissions. Figure 1 illustrates this situation for an industrialized country such as Germany (given for the year 2001) [1].



**Fig. 1: Emissions generated in Western Germany in 2001 with emphasis on power plants and road traffic in relation to overall emissions [1]. All numbers in million tons. NMVOC = Non-methane volatile organic compounds.**

The concentration of CO<sub>2</sub> in the earth's atmosphere has increased considerably since the last century as a consequence of industrialization [2,3] (Fig. 2) and is considered the main reason for the greenhouse effect leading to an increase of the earth's surface temperature. Furthermore, power plants and cars are important consumers of mineral oils and natural hydrocarbons, both of which have a higher potential as a raw material for the chemical industry than as fuel for, e.g., the production of electricity. Nowadays the air pollution and the diminution of the earth's resources of hydrocarbons are two main topics in politics and economics and regenerative energy sources are sought after. A better energy conversion technology would be very attractive, as it would reduce both the air pollution and the indiscriminate destruction of precious chemicals.



**Fig. 2: CO<sub>2</sub> concentration in the earth's atmosphere as a function of time [2].**

One possible technology to achieve this are fuel cells. Fuel cells convert the chemical energy of a fuel such as methane directly into electrical energy with a better yield and much lower emission levels than any other energy conversion system [4,5]. Although the principal operation of a fuel cell is known since the last century, the necessary technology for producing fuel cell systems of high efficiency, acceptable costs and at an industrial level has only been developed in the last few decades.

## 2. Fuel Cells

### 2.1 Functions

The principle operation of a fuel cell (Fig. 3) is comparable to that of a battery. In contrast to batteries – where the chemical energy is stored in substances inside the battery – fuel cells are just devices where the conversion takes place. The reagents are stored externally and have to be supplied continuously to the fuel cell in order to obtain electricity. Thus, fuel cells are systems that convert chemical energy directly into electricity in an invariant electrochemical set-up.

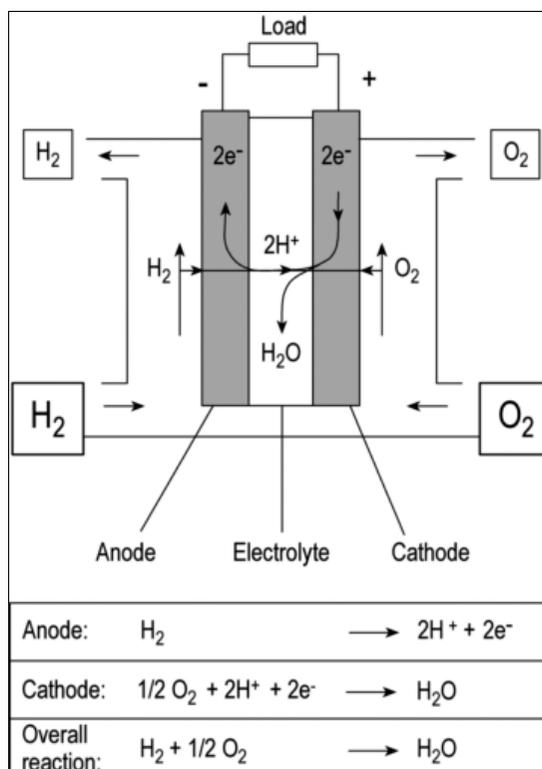


Fig. 3: Sketch of the principal operation of a fuel cell: Two electrodes are separated by a gas tight electrolyte. The fuel ( $\text{H}_2$ ) is supplied at the anode, where it is oxidized releasing electrons. The oxidant ( $\text{O}_2$ ) is supplied at the cathode, where it is reduced consuming electrons.

Figure 3 schematically shows the principle of a fuel cell with a proton conducting electrolyte, hydrogen as fuel and oxygen as oxidant. Hydrogen and oxygen are supplied to porous electrodes; the gases diffuse through the electrode to the electrode - electrolyte interface. This is

the reaction zone where the gases are consumed. The oxygen ions on the cathode react with the hydrogen ions, which permeates the electrolyte and form water. The electrons stripped off the hydrogen during ionization cannot permeate the electrolyte; for them the only way to reach the cathode is by an external electron-conducting path. Work is performed as soon as a suitable load is introduced into this path.

### 2.2 Efficiency

Because of the direct energy conversion fuel cells work at a higher efficiency than energy conversion processes which involve a conventional heating cycle as the latter are limited by the Carnot cycle efficiency. This is illustrated in Fig. 4, which compares the theoretical efficiencies as a function of temperature of a fuel cell and a Carnot process operating between  $T$  and 300K.

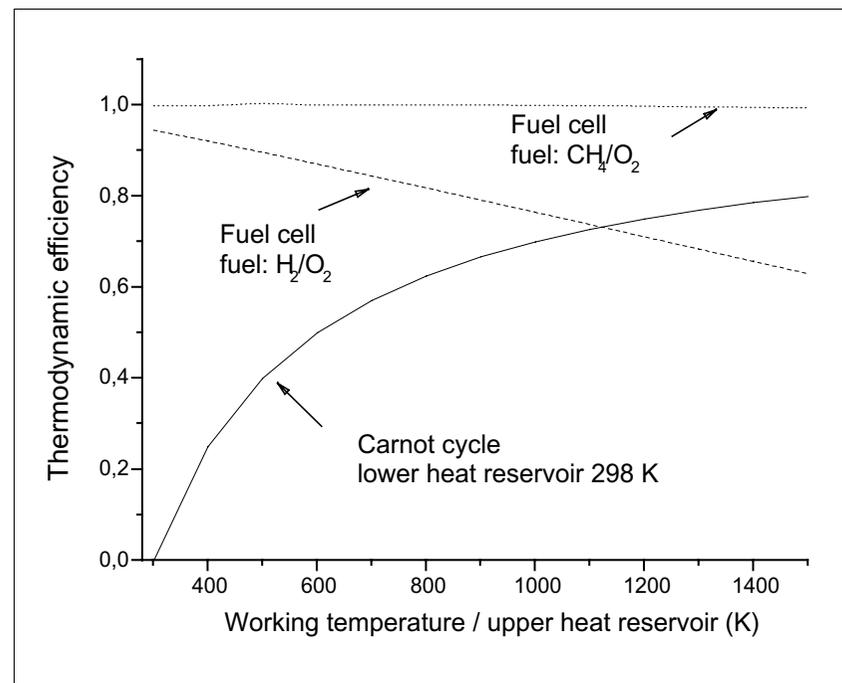


Fig. 4: Thermal efficiency as a function of temperature of the energy conversion of a fuel cell and a conversion process limited by the Carnot factor.

The figure shows two things: first that the efficiency of the fuel cell depends on the type of fuel used. And second that the thermal efficiency of a fuel cell is higher than that of a Carnot process unless the upper temperature of the process largely exceeds 1000K.

But just as with combustion engines, the thermodynamic efficiency represents the upper limit for the cell rather than the actual performance. There are several factors that reduce the efficiency of a real fuel cell system:

First, there are the losses that occur inside the fuel cell. The factor describing those is called the *electrical efficiency* and is given by the product

$$\eta_{el} = \eta_{id} \eta_U \eta_F U_f \quad (1)$$

where the *ideal or theoretical efficiency*  $\eta_{id} = \Delta G / \Delta H$  is the thermodynamic efficiency.  $\eta_{id}$  is the value plotted in Figs. 4 and 6.

The *voltage efficiency*  $\eta_U = \Delta U_{cell} / \Delta U_{theoretical}$  reflects voltage losses due to polarization phenomena at the electrodes and ohmic potential drops at the interfaces, in the electrolyte and in the interconnectors (the theoretical cell voltage for water production is 1.23 V at standard conditions, cell voltages in real systems vary between 0.6 and 1.1 V depending on current densities). The voltage efficiency is the target of most of the research today. Details are discussed in Section 2.5.2.

The *faradaic efficiency*  $\eta_F = I / I_m$  is defined as the ratio between the observed current and the theoretically expected current calculated on the basis of complete reaction. The faradaic efficiency is lower than 1 if a parallel reaction takes place. A prominent example, the DMFC, is discussed later in Section 3.2.2.

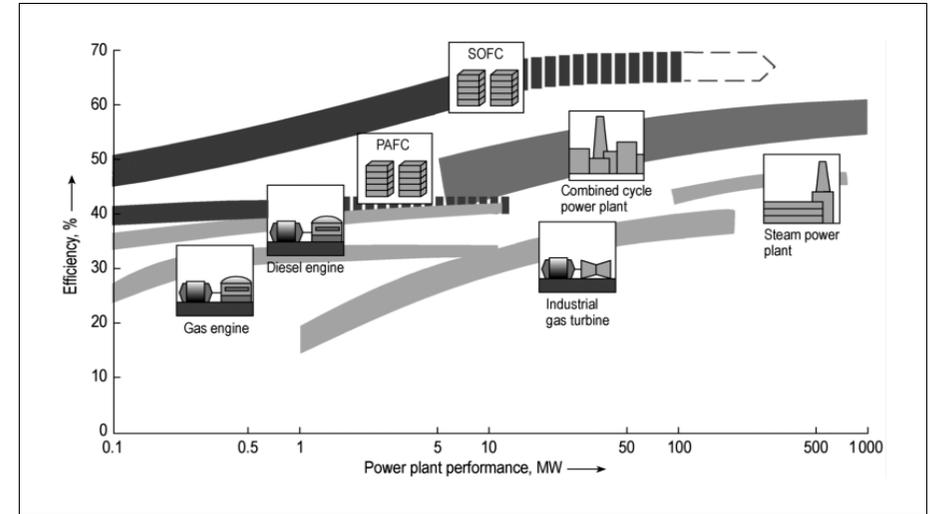
$U_F$  is the utilization of the fuel in the cell or stack.  $U_F$  is smaller than 1 if a part of the fuel leaves the stack without taking part in the reaction.

The electrical efficiency of the complete fuel cell system comprises also the efficiency of the periphery and is given by

$$\eta_{el}^{system} = \eta_{el}^{stack} \eta_p, \quad (2)$$

where the *periphery efficiency*  $\eta_p$  is defined as the ratio between the usable energy delivered by the system and the energy output of the cell. This factor considers losses by blowers, feed pumps, control equipment and other peripheral components. If a reformer is needed this may be another major factor of loss in the system (in case of a POX reformation the system efficiency may decrease by 20 % or more).

The resulting electrical efficiencies are shown in Fig. 5 where known or projected efficiencies of the different energy conversion systems are compared for different sizes of plants. The efficiencies of two types of fuel cell systems shown in the diagram are higher than those of engines and conventional power plants of comparable size and, in the case of the SOFC, are higher than the maximum achievable efficiency of Carnot-type units.



**Fig. 5: Efficiency of energy conversion as a function of the size of the power plant. Conventional systems are compared with projected fuel cell systems such as PAFC and SOFC [6].**

The efficiencies shown in Fig. 5 consider only the electric efficiencies of the plants. If the heat produced by the fuel cell can be used, e.g. in plants for combined generation of heat and power (CHP), the total conversion efficiency can reach 90% or more while the electric efficiency remains at 45% or more. In those cases the heat generated by the fuel cell can be used for producing hot water or steam.

In addition to the high efficiency, fuel cells also exhibit emission levels that are notably lower than present legal requirements (in Germany, for instance, stipulated by "TA Luft"). Several factors contribute to this: Firstly, fuel cells work continuously, so that there are no problems with pulsating combustions as they are encountered in gas and diesel engines. Secondly, sulphur is a catalyst poison for all types of fuel cells used today so it has to be removed before entering the stack, which results in a strongly reduced  $\text{SO}_2$  emission. Furthermore, the temperatures reached by the highest temperature fuel cells are about 1000 °C – and thus much lower than the temperatures within gas turbines and diesel engines, reducing  $\text{NO}_x$  emissions to levels well below the limits specified by the law. Finally, fuel cells do not have moving mechanical parts, so they are virtually soundless.

### 2.3 Different Types of Fuel Cells

Today's fuel cells can be divided into two groups depending on their operation temperature. Low temperature fuel cells operate at a temperature typically lower than 200 °C, while high temperature fuel cells operate at a temperature above 600 °C. The fuel cells are usually classi-

fied and named after the electrolyte present in the cell, with the exception of the direct methanol fuel cell (DMFC), which is identified by the fuel used. Except for some alkaline fuel cells, a common characteristic of fuel cells is the use of an immobilized electrolyte, which means that the electrolyte is solid or consists of a liquid retained in a solid matrix. Immobilized electrolytes offer many practical advantages such as fewer corrosion problems, no leakage of the liquid, easier design, planning and construction. An overview of the materials used for the components of the different fuel cell systems is given in Table 1.

Fuel cell	Electrolyte	Electrodes (anode/cathode)	Interconnector	Construction materials
Alkaline fuel cell (AFC)	conc. KOH in porous matrix	Ni/Ag (Pt/Pt) on porous Ni	Nickel	graphite, Inconel
Proton exchange membrane fuel cell (PEMFC)	proton exchange membrane	Pt on graphite	graphite sheet metal (stainless steel)	steel
Phosphoric acid fuel cell (PAFC)	conc. phosphoric acid in porous matrix	Pt/Pt	graphite	Inconel
Molten carbonate fuel cell (MCFC)	molten Li and K carbonate in porous matrix	Ni/NiO	Inconel	Inconel, Ni, ceramic
Solid Oxide fuel cell (SOFC)	yttrium stabilized zirconia $ZrO_2 (Y_2O_3)$	Ni cermet, SrLaMnO <sub>3</sub> , other perovskites	chromium based alloys or chromium based ceramics	ceramic, Ni and Fe alloys

Table 1: Materials and components for different types of fuel cells

The other parameters such as reagents, temperature, pressure and application of the fuel cell system depend on the electrolyte in the cell. Table 2 lists these parameters for different types of fuel cells.

Characteristic	AFC	PEMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Temperature	60 – 90 °C	50 – 90 °C	160 – 220 °C	620 – 660 °C	800 – 1000 °C
Fuel	pure hydrogen	pure hydrogen, reformat <sup>*</sup> , methanol	pure hydrogen, reformat <sup>*</sup>	natural gas, reformed or directly fed, biogas, coal gas	natural gas, reformed or directly fed, biogas, coal gas
Oxidant	pure oxygen	pure oxygen or air	air	air	air
Application	space and military	space, military, automotive, and stationary	cogeneration power plant	cogeneration or combined cycle power plants, depending on size	
System power at present		50 kW – 50 kW	11 MW	2 MW demonstration plant	100 kW demonstration plant
Electrical efficiency					
Stack	69 – 70 %	50 – 68 %	50 %	60 %	60 – 65 %
System	62 %	43 – 58 %	40 %	44 % (plant) 60 – 65 % (combined cycle)	53 % (plant) 65 – 70 % (20 MW)

Table 2: Operation parameters for different types of fuel cells

Several fuels can be used. Depending on the type of systems they can be directly supplied to the anode or first undergo a reforming reaction. The thermodynamic efficiencies of the conversion of different fuels are given in Fig. 6.

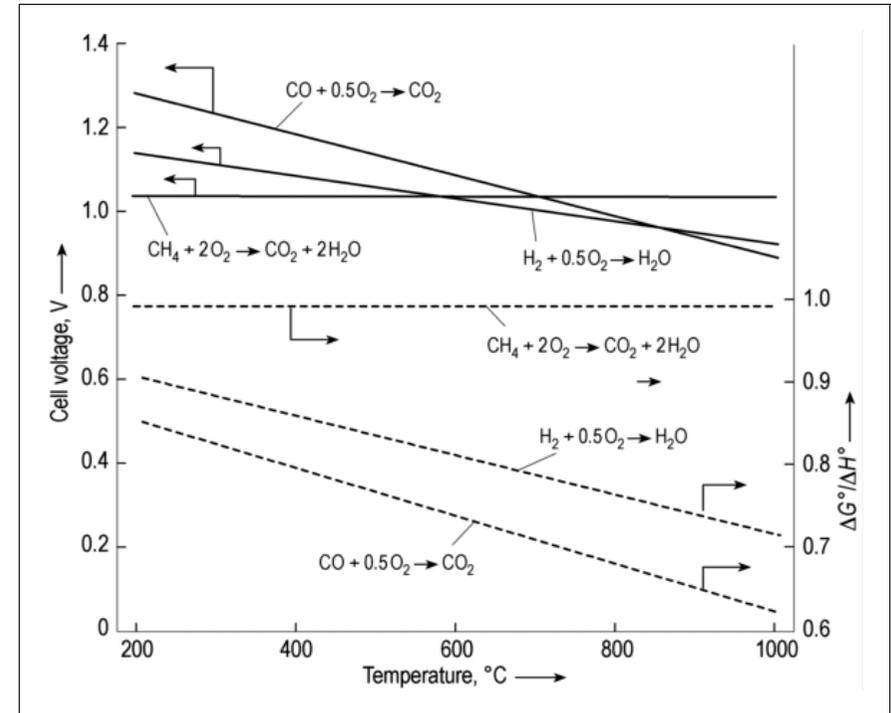


Fig. 6: Thermodynamic equilibrium voltages and theoretical efficiencies for the conversion of different fuels in a solid oxide fuel cell. The temperature dependences of the theoretical efficiencies  $\Delta G^\circ/\Delta H^\circ$  of various reactions are plotted on the right scale. The corresponding cell voltages, calculated from the Nernst equation, are shown on the left scale.

## 2.4 Stack

Figure 3 shows only the electrochemical core of a fuel cell. However, a single electrode-electrolyte assembly is not sufficient for electricity generation, since the typical voltage of a single cell is below 1 V. In order to obtain suitable voltages a number of cells are connected in series. Thus, in addition to the electrochemical components, a fuel cell needs interconnector plates, which electrically connect two adjacent electrochemical units and usually also act as reactant distributors. Several fuel cells connected by interconnectors form a stack. Such a stack is shown in Fig. 7 for a fuel cell with polymer electrolyte.

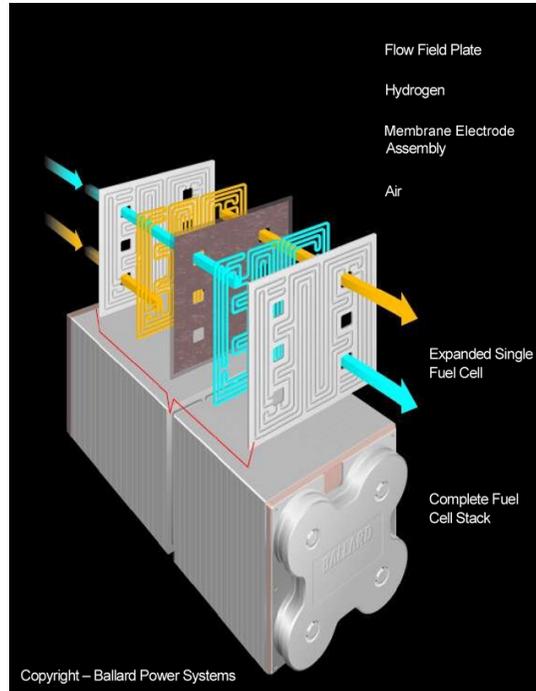


Fig. 7: Ballard PEMFC-Stack [7].

Regardless of the actual type of fuel cell there are certain demands on the properties of the materials involved:

The *electrolyte* has to have a high conductivity at operating temperature, i.e. it should cause a low ohmic drop ( $< 0.15 \Omega \text{ cm}^2$ ). Furthermore, it should have negligible electronic conductivity, be gas impermeable, and chemically stable in an oxidative and reductive environment (1.2 V and 0.0 V, respectively).

The *electrodes* must have a high electro-catalytic activity for fuel oxidation or oxidant reduction, a high electrical conductivity (electronic or mixed ionic and electronic), and must be chemically stable to reduction or oxidation and be gas permeable.

The *interconnector* must have a high electronic conductivity and must be stable in oxidative environment on the cathode side and reductive environment on the anode side.

The *electrochemical system* interconnector-anode-electrolyte-cathode must exhibit high thermal stability to sufficiently withstand frequent thermal cycles, have a long operation life

(5000-150,000 h, depending on application), be light, compact, not expensive, and easy to produce.

In order to reach these targets, the design of the cell is of crucial importance, in fact, it can strongly affect the production costs and the efficiency of a fuel cell system. An important factor for the design is the dimension of the three-phase zones, where the electrochemical reactions take place. The three-phase zone has a thickness of just a few micrometers, therefore cell designs have to consider the design of the components (electrodes, electrolytes, and interconnectors) in such a way that the specific power density is increased by minimizing the volume of the stack for the same volume of the reaction zone.

## 2.5 System

### 2.5.1 Mobile Systems

#### Drive-train

In mobile applications, size is at a premium, followed by instant availability - nobody wants to wait a prolonged time before driving away. Up to now the focus therefore was on PEMFC's, which have been developed to power densities approaching 0,3 kW/l [8] and can start at ambient temperature. By now (2003) every major car manufacturer has shown at least some demonstration car powered by a fuel cell. Some, as Daimler-Chrysler or Toyota, have small numbers of fuel cell vehicles in everyday use already. Driving tests with those vehicles demonstrated a system efficiency not reached by internal combustion engines (ICE) (Fig. 8).

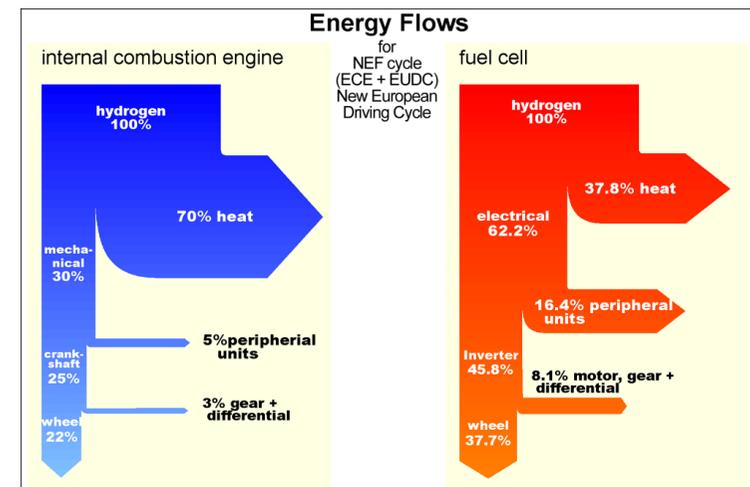


Fig. 8: Comparison of fuel to wheel efficiencies of an internal combustion engine and a fuel cell engine driven vehicle [9].

However, the use of a PEM type cell has also drawbacks:

Firstly, the low working temperature of the cell of some 70 °C means that the temperature of the coolant will not exceed 65 °C, which leaves a mere 25 °C temperature difference to the surrounding at a hot summer day compared with a conventional vehicle with its upper coolant temperature of some 90 °C as well as a 50% loss of thermal energy with the off-gas. This translates directly into a fourfold increase of the thermal load on the cooling equipment, which in turn increases size, price and power demands of the components involved.

Secondly PEMFC's today are based on sulfonated PTFE and therefore have a low CO-tolerance of less than 100 ppm. The cell therefore has to be fuelled either by pure hydrogen stored on board or by a CO-depleted gas which can only be generated by further refining the reformate derived from methanol or gasoline (Fig. 9).

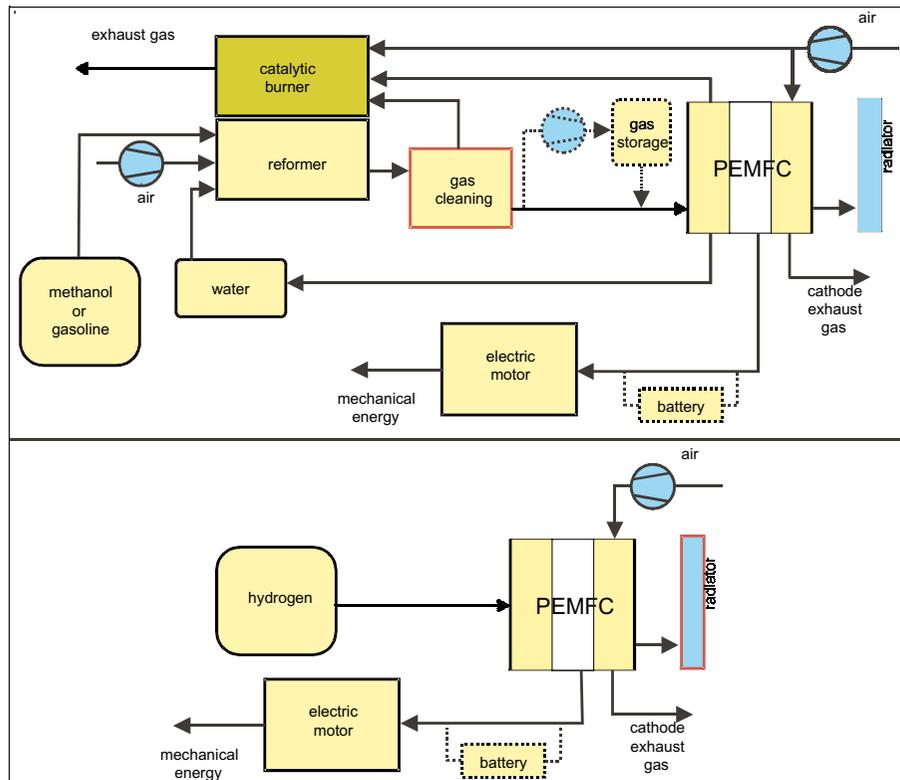


Fig. 9: Hydrocarbon and hydrogen fuelled PEM system.

Gasoline would be the ideal fuel for fuel cells as the infrastructure is available already. Yet PEMFC's need not only reforming and post-reforming processes to generate PEM-compatible fuel out of gasoline or diesel; the process is further complicated by the frequent load changes of car drive trains with the associated flow and heat transients. This way of generating fuel gas out of an existing liquid has therefore been abandoned by all car manufacturers.

Methanol would be a more suitable liquid fuel from the PEMFC's view: the need for reforming remains but the process itself is simpler and needs lower temperatures (250 °C vs. 800 °C); post-reforming the gas is easier as well. Methanol-driven fuel cell vehicles have driving ranges comparable to those of ICE-driven vehicles. Switching gas stations from gasoline to methanol merely means cleaning the piping and recalibrating the measuring equipment. DaimlerChrysler has built several demonstration vehicles (NECAR 3, NECAR 5) with driving ranges of more than 400 km. But during the last 3 years the line was abandoned in favor of vehicles fuelled by hydrogen.

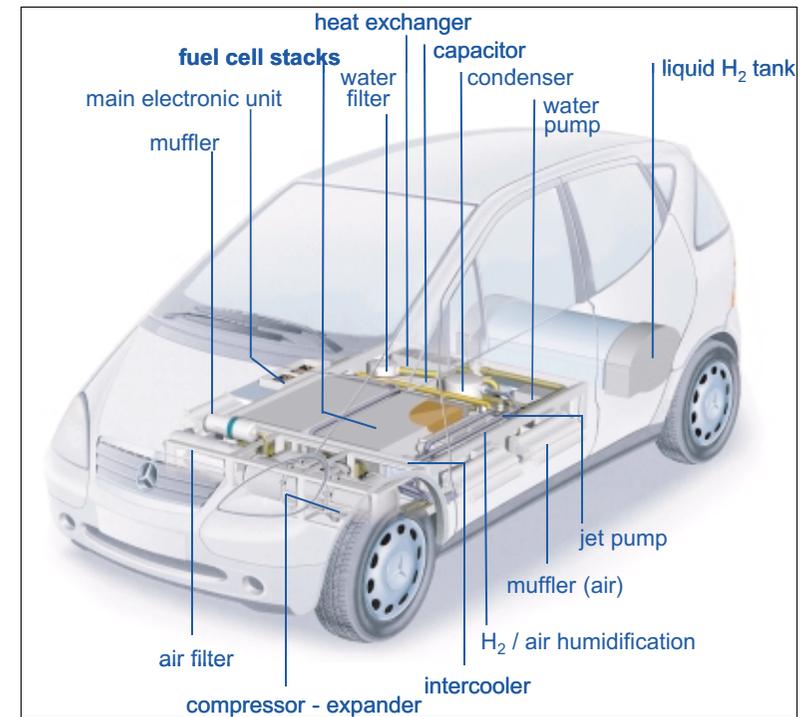


Fig. 10: NECAR 4 packaging of components [11].

The fuel cell vehicles envisioned by the manufacturers today are directly fuelled by hydrogen. Design advanced considerably so that the fuel cell system fits into a small car without reduc-

ing the passenger or freight space (example: NECAR 4 by Daimler Chrysler shown in Fig. 10). While the use of hydrogen results in a fairly simple system (Fig. 9) and adequate driving range (400 - 500 km once higher pressurized storage tanks are available), unfortunately hydrogen as an energy source is not available as a primary energy carrier - the gas has to be generated first, usually out of hydrocarbons. Using hydrogen as the energy source for driving cars therefore would only add another conversion step into the chain, reducing the overall efficiency of the system. But even if we would limit the use of hydrogen to the amount generated by regenerative energies, such as wind, solar or – yet to be developed – biochemical plants, there would still remain the problem of delivery: in 2003 there exist just some 70 hydrogen filling stations throughout the world [10]. Installing the 60,000 stations necessary to provide a worldwide hydrogen supply would cost an estimated 240 Billion Euros [ibid] in investments. While this might be the way to go eventually, the time scale to reach this figure will be decades rather than years.

### Auxiliary power unit

Instead of replacing the complete drive train an alternative approach would be to just replace inefficient components or reduce operating conditions with low efficiency.

One inefficient component within the car is the electric generator, which adds a second energy conversion process (rotation  $\rightarrow$  electricity) to the ICE. The efficiency of belt-driven generators ranges from 50% to 30 % (at maximum RPM) with a possible increase to 80% when replaced by an integrated starter-generator (ISG) [12]. But even the ISG is only the second module in a chain of energy converters starting with the ICE and its low part-load efficiency of less than 25% [13]. While this does not matter so much in the cars today with an electric power consumption of several 100 Watts, future concepts like drive-by-wire or break-by-wire will increase the average electric power consumption to 2-4 kW which, at a base fuel consumption of about 0.7 l/kW/100 km [14], translates into 1,5-3 l/100 km just to generate electricity.

An even worse condition exists when a car or truck engine runs for the sole purpose of generating a few kW for air conditioning, electricity or heating. Truck engines, for example, still consume some 3 l per hour, or 30 kW thermal power input, when idling [15].

The energy needed in such cases may just as well be delivered by a second, auxiliary power generator (APU) dedicated to delivering electric energy. A fuel cell would be ideal for that job, as it would combine a high efficiency with the right form of energy at the output. The overall efficiency of a fuel cell is at least 35 % and therefore nearly twice as high as that of the ICE + generator chain.

In the case of an APU, however, the fuel cell is only a secondary system, so the choice of fuel is usually dictated by the one used by the ICE already - diesel or gasoline. This means that a PEM loses the advantage of the simple system and another type of fuel cell, namely the SOFC, may be the better choice.

First prototypes of such systems already exist: Delphi, a car component manufacturer, has shown working prototypes of such systems during the last years; a cooperation with BMW led to a first working model, a 5 kW system that fit below the trunk of an 7-series BMW and which was presented to the public in 2001 [17]. Delphi improved the system and shrank the size to 44 l and the weight to 70 kg in 2002 (Fig. 11) – 1/4th of the values of the system shown in 2001 [18]. The main issues remaining today are system cost and temperature cycle stability of the stack[ibid].

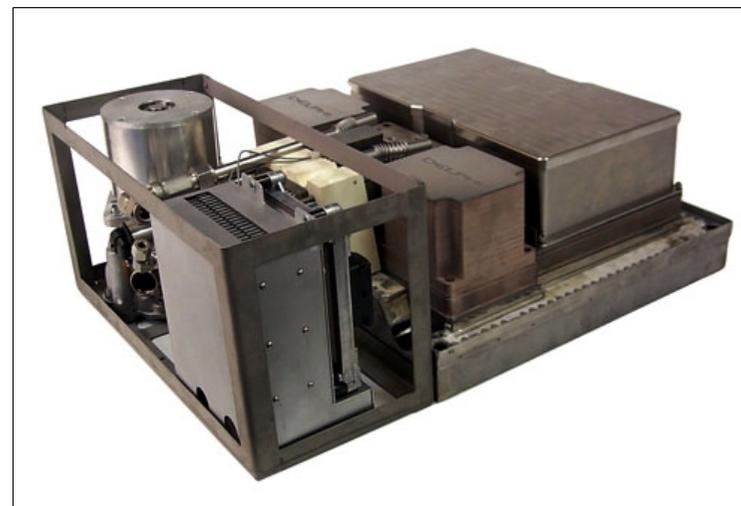


Fig. 11: SOFC APU [16].

While the cost issue might only be solved by high volume production the problems deriving from temperature stability might be overrated as it has been shown that – due to the good thermal isolation – SOFC systems can be switched off for several hours without experiencing a severe temperature drop. The difference between the lowest and the highest temperatures within the system therefore never exceeds 200 - 300 °C while the absolute temperature of the system remains above 600 °C [19]. The number of thermal cycles down to ambient temperatures during the lifetime of an APU will therefore be in the range of several tens of cycles.

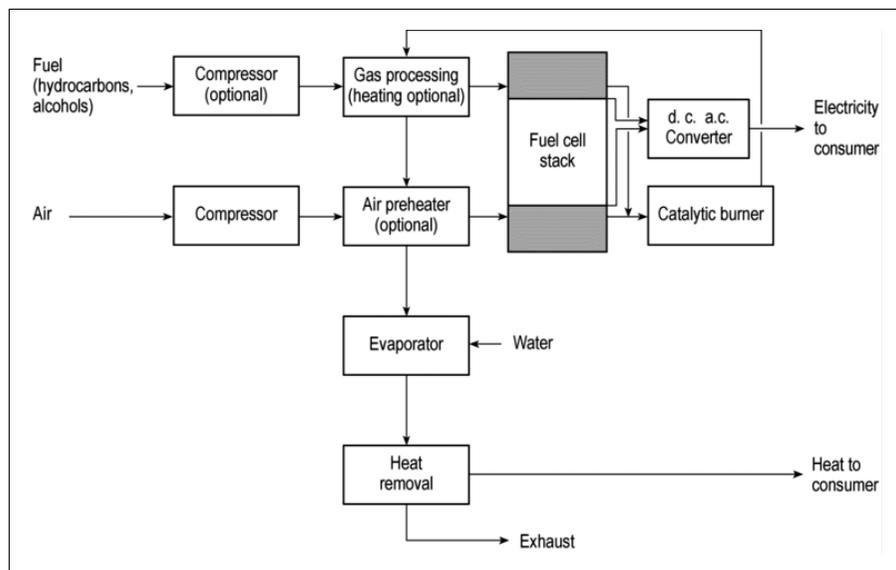
Even these few cycles may be further reduced by keeping the system at a minimum working temperature at times of prolonged standstill. The amount of power needed to keep a SOFC

APU at working temperature is in the range of 50-150 W [ibid]. This would reduce the fuel efficiency of the APU by some 5% to 30% or more [20], still more than the 20% of the ICE/generator combination.

### 2.5.2 Stationary Systems

Fuel cells systems for stationary applications usually include the production of both electricity *and* heat for a better overall efficiency. The fuel for those stationary systems will be natural gas: the amount of CO<sub>2</sub> produced per kWh is low (an important issue today) and the short length of the hydrocarbons speeds reformation and reduces the risk of carbon deposition within the reformer.

A possible system layout for a stationary application is shown in Fig. 12. It shows a complete fuel cell system for stationary production of electricity and heat. Before being supplied to the fuel cell the fuel is compressed, heated, chemically processed in presence of water vapor (for example by reforming), the air is compressed and preheated. After exploitation in the fuel cell stack for energy production, the residual gases are burned in a catalytic burner. The combustion supplies the necessary heat for preheating and reforming. The residual heat is used as process heat.



**Fig. 12: Fuel cell system for stationary production of electricity and heat. A complete fuel cell system comprises besides the electrochemical device other components such as gas compressors, reformers, catalytic burner, and d.c./a.c. converter.**

The gas processing step(s) before entering the stack depend on the type of the cell used: a PEM fuel cell needs the complex arrangement consisting of the reformer, shift reactors and so on which will be discussed in more detail in section 3.1.2. For a SOFC type cell the gas treatment can be reduced to a reformer which converts the natural gas into hydrogen and carbon monoxide. Nevertheless, both types of cells still need a sort of preprocessing of the fuel before it can be used in the cell.

### 2.5.3 Conclusion

As a summary we can say that while we have both energy sources and fuel cells, we neither have energy sources for our fuel cells nor fuel cells for our energy sources. While changing the base for our energy consumption is a slow process, given the money needed, developing or modifying existing cells which do not carry the burden of backward compatibility issues might well be faster and more affordable.

## 3. Challenges for the application of fuel cells

The previous sections have shown that fuel cells are feasible for many applications both mobile and stationary. The question then is why fuel cells, being systems with high efficiency, are so scarce. One of the reasons is of course the vicious circle that as long as production is low, prices are high which results in small production runs etc. Once production lots increase the price of fuel cells will be comparable to those of to-days internal combustion engines [21]. But there are other issues as well which will be discussed in the next sections.

### 3.1 Fuels

The fuel of choice for all fuel cells is *hydrogen*. It can be used in every cell type, has a very high reaction rate and generates only water as reaction product. However, while this may be the way to go in the future when hydrogen will be generated using renewable energies, we have to face the fact that there is no molecular hydrogen available on earth. Most hydrogen used today is obtained by steam reformation of hydrocarbons and a large amount of this hydrogen is used for further processing in the chemical industry (Fig. 13). Any additional amount of hydrogen, for example for energy conversion, would have to be produced especially for that purpose. While this reduces the amount of CO<sub>2</sub> generated at the site where the hydrogen is consumed, the conversion from hydrocarbons to hydrogen itself is not reversible and could result in an overall higher CO<sub>2</sub> output on earth. As a second point, hydrogen has a very low volumetric energy density in comparison to liquid fuels, even when compressed or

liquified [22], which not only means that cars have a lower driving range but also that more freight space is needed to transport the energy to the end user, resulting in higher energy expenditure for the distribution. As long as hydrogen is generated via reforming hydrocarbons and not via renewable energies this effect would increase, not reduce CO<sub>2</sub> emissions worldwide.

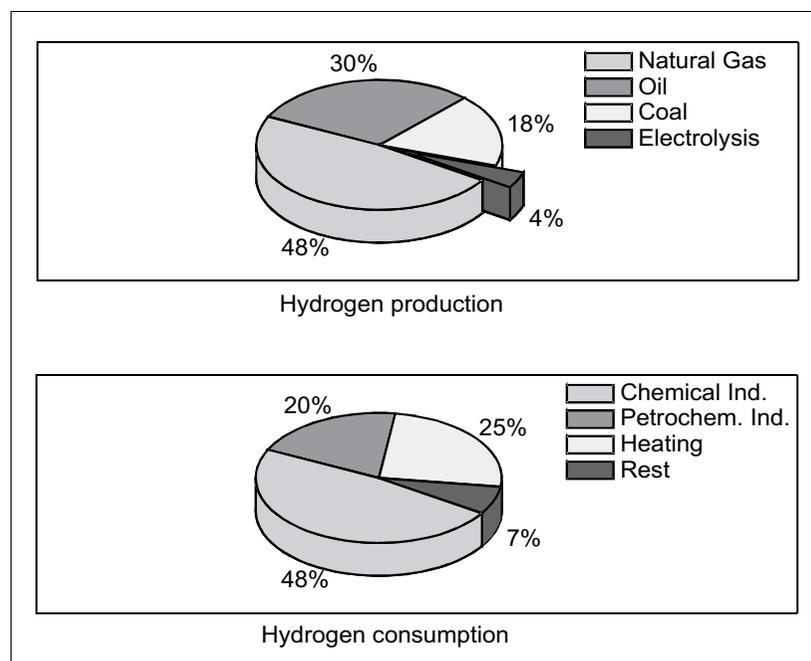


Fig. 13: Hydrogen production and consumption in the world. 96% of the hydrogen stems from reforming hydrocarbons.

So while hydrogen might be the fuel of choice in the future, fuel cell systems designed for today have to use the fuels available today, namely hydrocarbons (natural gas, diesel, gas) and, to a lesser extent, alcohols. That are the fuels fuel cells have to run with, either directly or after reforming them into mixtures more suitable for the cells. Reformates can be tailored to the needs of nearly all types of fuel cells. Using existing fuels, however, limits the types of cells which can be used.

### 3.1.1 Direct fuels

There are some fuel cells, namely MCFC's and SOFC's, which may use *methane* as fuel. Natural gas, an available energy carrier, consists mainly of methane. But the rest consists of

higher hydrocarbons (ethane, butane etc.), which are large enough to prohibit direct feeding of these cells without endangering their operation, so that the gas has to be pre-reformed before entering the cells.

*Methanol* may be used in specifically designed cells, for example direct methanol fuel cells (DMFC). However methanol is usually obtained from natural gas, losing about 1/3 of the chemical energy in the process [23].

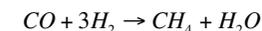
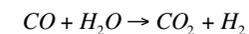
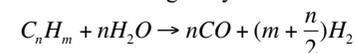
*Carbon monoxide* is an option for MCFC's and SOFC's (on the other hand, it is a catalyst poison for PEMFC's). As it is not available as fuel in nature but rather generated during the reforming process of hydrocarbons it will be discussed in Section 3.1.2.

*Higher hydrocarbons* can yet not be used as fuel though there are developments which may lead to diesel-using SOFC's. Today the hydrocarbons have to be converted into a hydrogen-rich gas ('reformat') before it can be fed into a fuel cell.

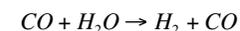
### 3.1.2 Reformates

The desired composition of the reformed gas strongly depends on the type of fuel cell where it shall be consumed. The carbon containing fuels are converted into a hydrogen rich gas either by reaction with water vapor ('steam reforming') or under-stoichiometric amounts of oxygen ('partial oxidation'). The respective relevant reaction equations are given below.

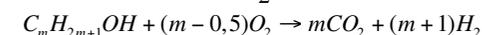
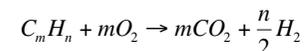
Steam reforming of hydrocarbons:



Steam reforming of methanol:



Partial oxidation:



The advantage of the steam reforming lies in the high hydrogen yields and concentrations which can be obtained, e.g. > 75% H<sub>2</sub> (dry gas) for methane. But as these reactions are strongly endothermic external heating is required. To overcome difficulties encountered with this in start-up and load change situations the use of micro-reaction technology is discussed [24].

In contrast to steam reforming partial oxidation is a slightly exothermic process. The exothermic degree increases with the carbon content of the fuel so that POX reformers for e.g. gasoline or diesel require adequate cooling. As further drawback the use of air as oxidant dilutes the product gas with nitrogen so that only hydrogen concentrations lower than 40% can be obtained.

To avoid an external heat exchange reforming concepts were both reactions run in parallel in the same catalytic bed are emerging. This so called auto thermal reforming (ATR) is a good compromise between the high hydrogen yield as obtained with steam reforming and the lower system complexity and reactant storage volume of a POX. ATR is especially interesting for the reforming of gasoline or diesel fuels in mobile application.

Except for the steam reforming of methanol and some other alcohols which can be processed at relatively low temperatures (250°C) the product gas obtained by the reforming process is rich in CO. It may be directly fed to the high or future intermediate temperature types of fuel cells. But for the use in the PACF and in particular the PEMFC the CO needs to be removed. This is achieved in a multi-step process comprising high and low temperature shift reaction to achieve CO contents of about 1% followed by preferential oxidation or methanation of the remaining CO.

## 3.2 Efficiency

### 3.2.1 The utilization of the fuel

The ideal situation for a fuel cell would be to completely use all the fuel to generate electricity and heat. This is achieved in so-called dead-end configurations where the fuel is fed into the anode inlet and consumed without leaving any residue. For most fuel cells or working conditions this however is impossible as can be illustrated by the following two examples:

- Feeding the cell with reformat. The reforming process usually adds some non-reacting gases like N<sub>2</sub> or CO<sub>2</sub> into the gas stream.
- In certain kinds of fuel cells, for example SOFC's, the products are generated on the anode side.

In both cases non-reacting gases accumulate at the anode side which have to be removed from the stack. This is done by providing a continuous flow of gas through the anode. The concentration of fuel gases is high at the inlet and is depleted more and more as the gas flows through the cell towards the gas outlet. Due to fabrication tolerances in the stack, gas manifolds etc. the gas flow within the different cells varies, so the point where all the fuel is depleted varies from cell to cell as well. As complete depletion of fuel within a cell would damage the cell components (much like an accumulator) more fuel than absolutely necessary has to be fed into the stack to prevent this from happening. The utilization of the fuel,  $U_f$ , for such a system is given by the partial pressures of the oxidizable gases entering ( $p_{in}$ ) and leaving ( $p_{out}$ ) the cell  $U_f = 1 - \frac{p_{out}}{p_{in}}$ , with typical values of  $U_f = 0.8 - 0.85$ .

While the fuel utilization directly affects systems generating only electricity, combined heat and power plants can recover some of the energy lost by oxidizing the unconsumed fuel in an afterburner and adding it to the heat output of the plant.

### 3.2.2 The faradaic efficiency

While most types of fuel cells reach faradaic efficiencies,  $\eta_f$ , of 0.95 to 1.0, the faradaic efficiency of the DMFC is a research topic. The reason for that is the diffusion of the fuel, methanol, through the electrolyte, which causes not only a voltage drop through the cell but also a drop in the faradaic efficiency. The leakage through a typical membrane (Nafion 117) amounts to a current loss of about 100 mA/cm<sup>2</sup>, which even at the maximum power point with typical currents of about 400 mA/cm<sup>2</sup> reduces the faradaic efficiency to 0.8 [25].

### 3.2.3 The voltage efficiency

Looking only at thermodynamics the voltage  $U$  across both electrodes of a fuel cell should be

$$\Delta U = \frac{\sum \Delta G}{-nF}, \quad (3)$$

with  $\Delta G$  the Gibbs free energy of all reactions in the cell,  $F$  the Faradaic constant and  $n$  the number of electrons transferred in the chemical reaction (Fig. 14 a).  $\Delta G$  again depends on temperature and gas concentrations

$$\sum \Delta G = \sum \Delta G^0 + RT \ln \frac{c_{products}}{c_{educts}}. \quad (4)$$

However, as larger currents flow through the cell the internal ohmic resistance of the cell reduces the usable voltage at the cell contacts (Fig. 14 b). The internal ohmic resistance of the cell or stack is the sum of all the components involved: the interconnectors between the cells, the anode layer, the electrolyte and the cathode layer. Countermeasures depend on the type of

resistance encountered: in case of the interconnect it is the contact resistance between the interconnector and the adjacent layers, so focus is on improving the contact by reducing possible high-resistant oxide layers on the face of the interconnect. In case of the electrolyte it is mainly diffusion resistance induced by the drift of the ions through the electrolyte so the target is to reduce its thickness. In case of the anode and cathode it is mainly the lateral resistance as only a part of the active area is in contact with the interconnect and the electrons have to flow laterally through the layer in order to get to the contacted areas. Counter measures may comprise the use of a conductive gas diffusion layer (backing) and the appropriate design of the structure of the interconnect to fulfill both the media distribution and the electrical contact requirements.

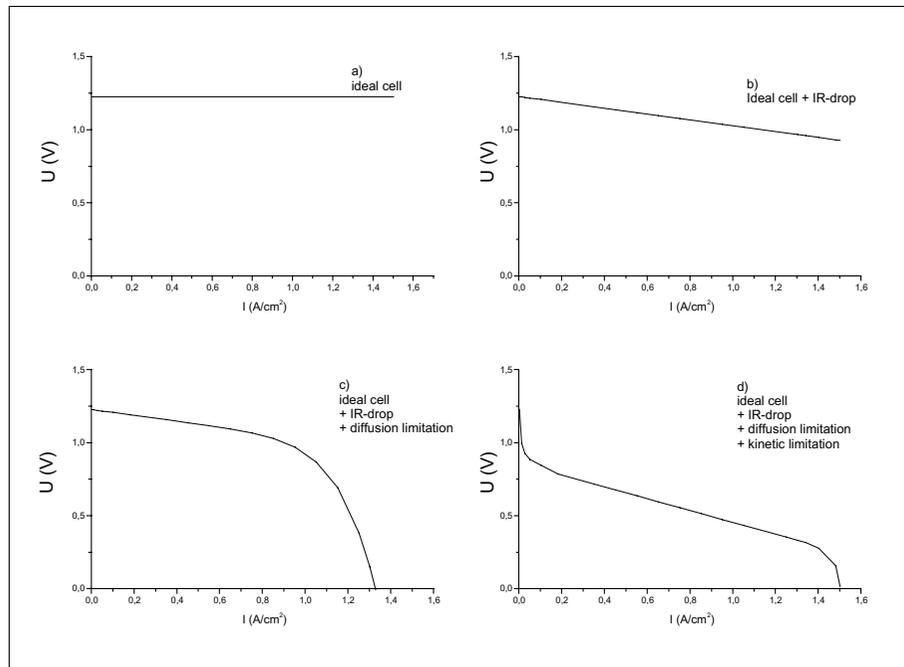


Fig. 14: Contributions to the I/U dependence of a fuel cell.

At still higher currents another effect contributes significantly to the overall voltage drop of the cell: the reactants have to reach the three-phase boundary (TPB) where the actual reaction takes place. The products that are generated have to leave after the reaction as well. Both effects are diffusion controlled which means that the higher the reaction rate ( $\sim$  cell current) the lower the educt concentration and the higher the product concentration at the TPB will be. Due to the exponential relationship between the gas concentration and concentration overpotential [4,5] the voltage across the cell will decrease very fast once a certain current limit is

exceeded (Fig. 14 c). It can usually be avoided by designing anode and cathode porosity appropriately.

Finally, there is another contribution to the overall voltage drop of the cell, which becomes important at small currents already and is therefore significant for the overall efficiency of the cell: the kinetic overpotential. As with any electrode the electrochemical reaction is reversible on a microscopic scale at both the anode and the cathode of a fuel cell. Consequently both kinds of reactions – oxidation and reduction – do take place simultaneously (Fig. 15). The number of reactions per time depends on the potential between the electrode and the surrounding: theory shows that both reaction rates should rise or drop exponentially, the sum of which can be detected as the macroscopic current flow of the cell  $I = I^0 (e^{-\alpha CU} - e^{(1-\alpha)CU})$ .

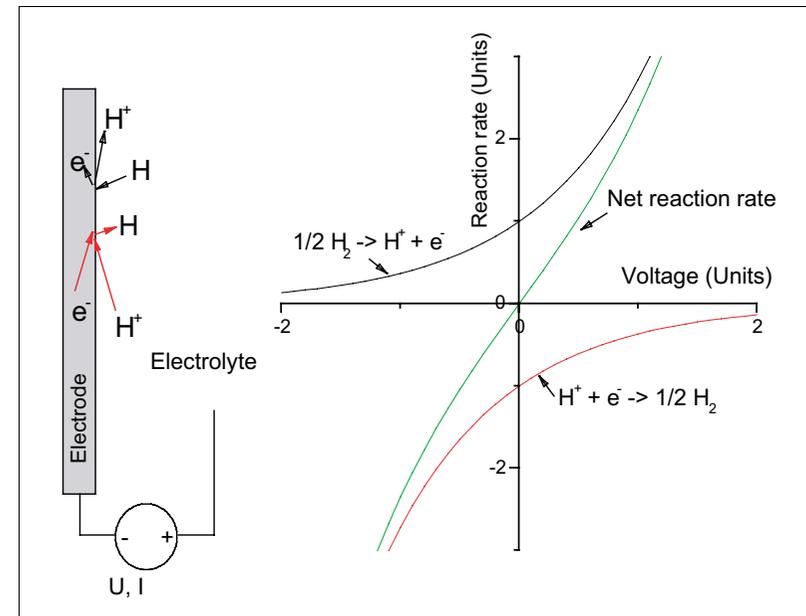


Fig. 15: Reactions taking place at one electrode, in this example hydrogen oxidation respectively proton reduction at the anode. The voltage applied does not control whether the reaction takes place or not but how often the reaction takes place.

As can be seen in Fig. 14 d, this phenomenon creates a steep voltage drop at small currents, which flattens out as the current increases. This voltage drop depends very strongly on the exchange current  $I^0$  which again depends on the reaction rate of the catalyst under the working conditions of the cell. Those conditions may vary substantially: while a PEMFC with pure hydrogen as fuel and platinum as catalyst shows only small overpotential on the anode, the cathode side exhibits a significant contribution of the electrochemical overpotential to the overall voltage drop (Fig. 16).

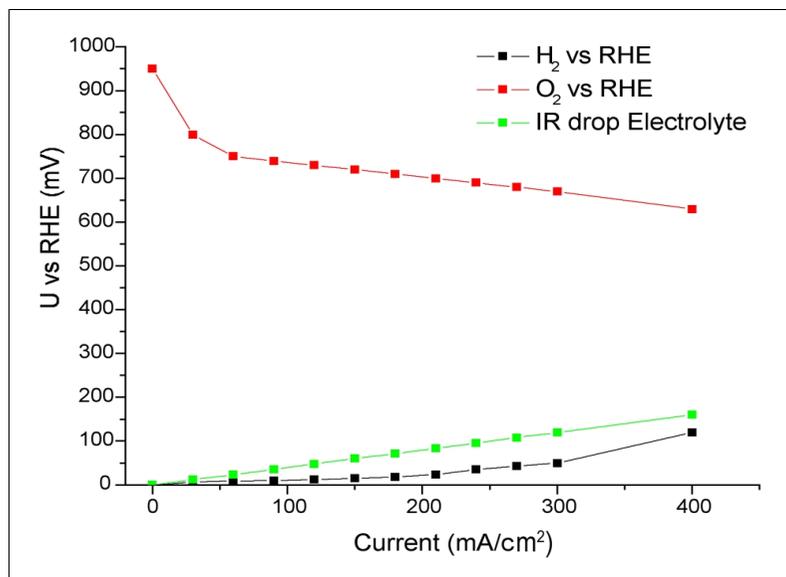


Fig. 16: Over-voltages at a PEM fuel cell [26].

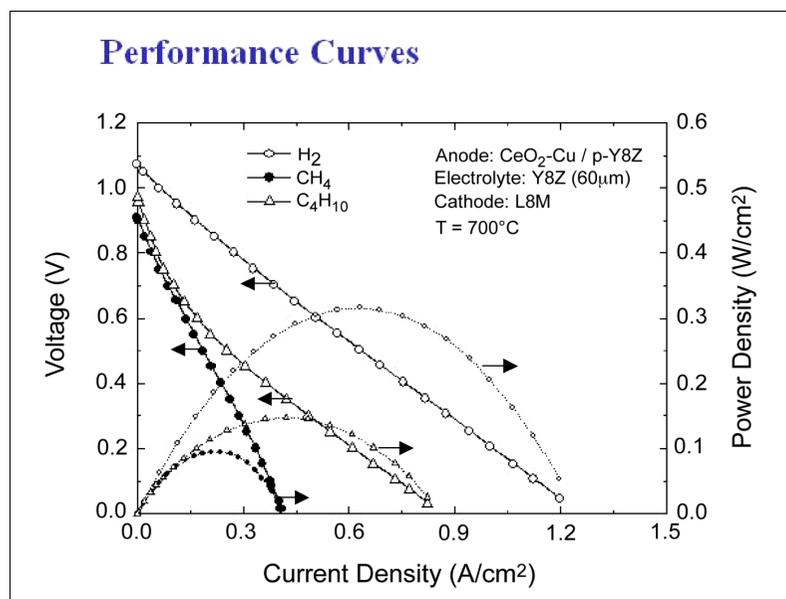


Fig. 17: Performance curve of an SOFC. Both current and power densities are plotted for various fuels [27].

Another example for this can be seen in Fig. 17 which shows current densities and power densities depending on the fuel used. While being fed with hydrogen the cell exhibits only a small overpotential at the beginning of the curve, the cell voltage drop is nearly linear. In the case of Methane and Butane the internal resistance of the cell is much higher. In both cases the cell performance would increase significantly if a catalyst would be known with a much higher activity towards the specific reaction.

The important issue for the near future is to reduce the overvoltage within the fuel cells for readily available fuels. An increased efficiency is not only the key to reducing volume and material expense in construction the fuel cell but also determines the amount of residual heat which needs to be removed. Especially for low temperature fuel cells this important as heat produced at low temperatures is difficult to remove and can often not be utilized.

### 3.3 Nano-scaled materials for electro-catalytic reactions

An important part of improving the performance and the efficiency of fuels lies in finding enhanced catalysts with a higher activity and better selectivity towards the desired reaction. Research today is aimed on improving the catalyst by providing catalysts with very small active particles and a homogeneous dispersion of them on the used support, usually a sort of carbon black, and by using binary, ternary or higher alloys instead of pure metals.

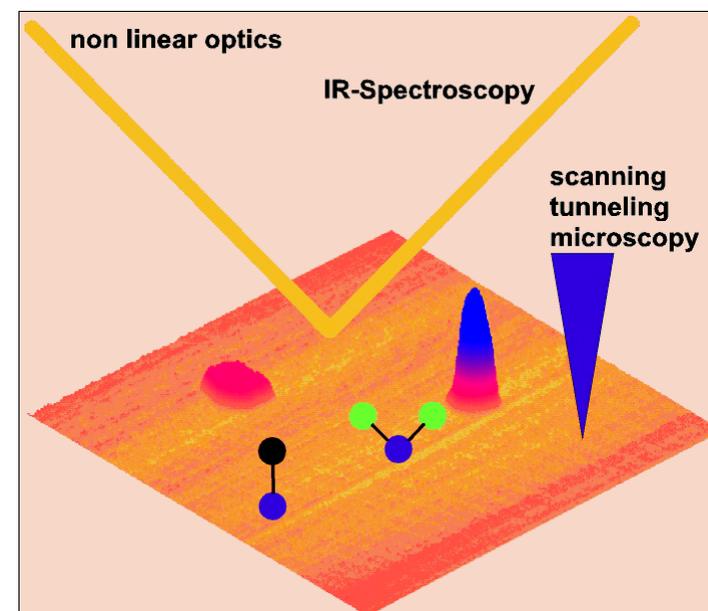


Fig. 18: Methods for the in-situ characterization of electrochemical active surfaces.

Where the reduction of size of the active centers aims first at an enlargement of the active surface area the reduction of particle size below a certain degree can cause additional effects which influence the activity of the catalysts. The understanding of these effects by investigating model catalysts is a major issue in current electro-catalysis research. The investigation of these effects is conducted on model catalysts consisting of either numerous nano-particles of the same type on multi-crystalline supports like glassy carbon or single nano-particles deposited onto single-crystalline surfaces [28]. A number of different physical characterization methods is suitable for in-situ measurements in electrochemical systems and can be used to characterize the specimens. Some of the methods applied are shown in Fig. 18.

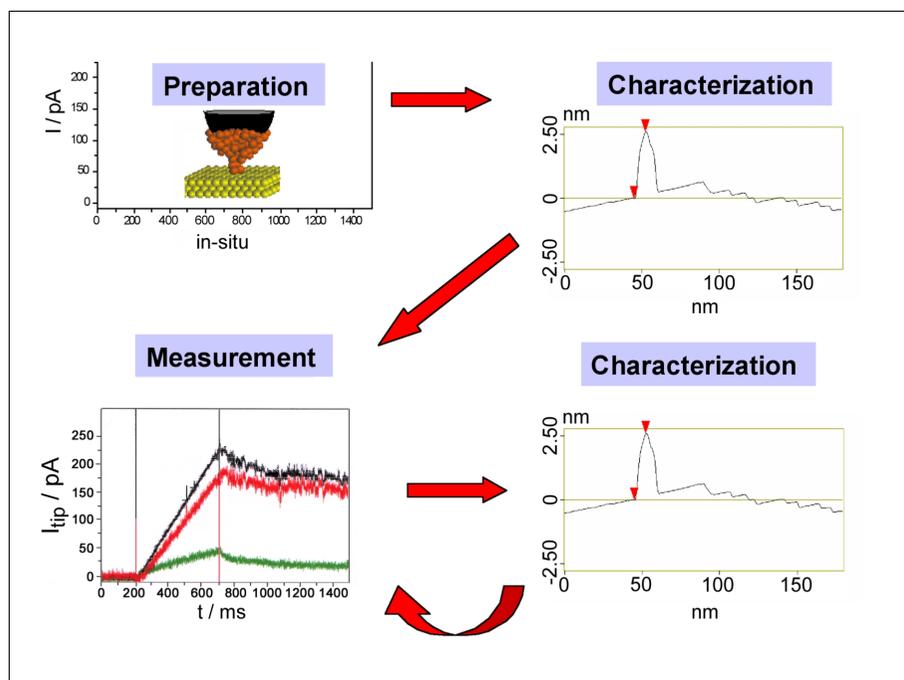


Fig. 19: All in-situ EC-STM measurement sequence.

One of those methods, the electrochemical scanning tunneling microscopy (EC-STM), is especially suited for basic research concerning the reactivity of single nano-particles supported on single-crystalline surfaces: First the tip is coated with the material to be investigated. The tip is mounted in the STM and some of the atoms are transferred onto the single crystal surface by inducing a mechanical contact of tip and substrate. By varying the force and duration of the contact the size of the cluster transferred to the crystal can be controlled. After the deposition the reactivity regarding the hydrogen evolution of the cluster can be investigated by measuring the hydrogen oxidation current at the tip (Fig. 19). The electro-catalytic activity

of the particle is calculated from the current measured during the experiment [28]. This technique allows for an in-situ measurement where a single nano-particle is generated, characterized and the electrochemical measurement performed under complete in-situ conditions.

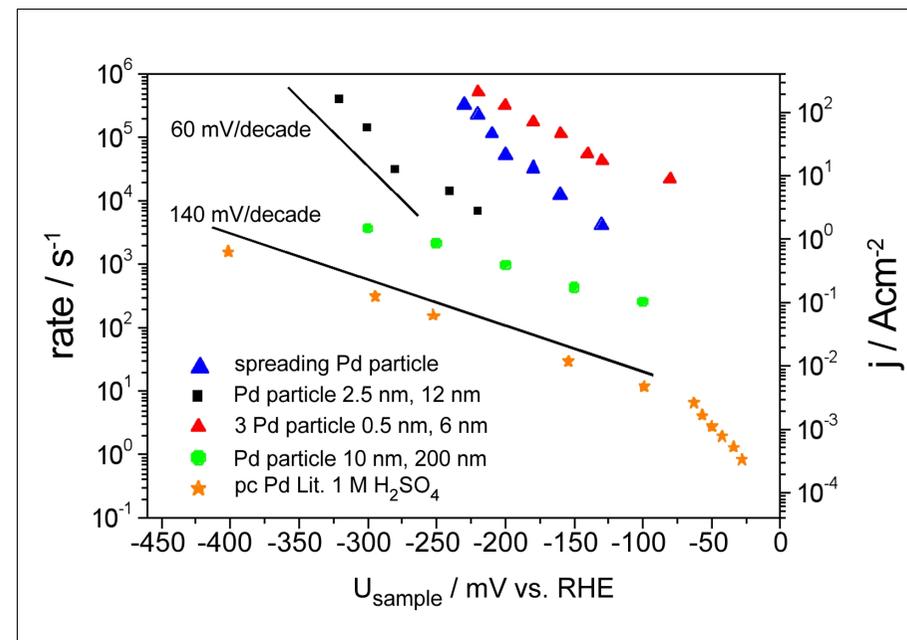


Fig. 20: Reaction rates for proton reduction at a single palladium cluster supported on an Au(III) substrate. A strong dependence on the particle size (height, width) is observed. Reaction rates up to three orders of magnitude larger than for polycrystalline palladium were observed. Small particles exhibit a different Tafel slope [28].

Of special interest are measurements of metallic nano-particles supported on a single crystal of different metal. The difference of the lattice constant strains the layer of the nano-particle in close contact to the substrate so that a strong influence of the size of the particle can be observed (Fig. 20). This may help to understand the effects relevant in the alloy formation on the electrochemical activity.

However, first experiments trying to find a correlation between the density of low correlated surface atoms and the reactivity did not reveal any apparent correlation (Fig. 21). We found that the catalytic activity of gold supported palladium nano-particles regarding the hydrogen evolution depends on the height of the particles which can be explained on the basis of strain exerted by the substrate (Au) on the Pd nano-particle and thus its electronic structure, as predicted by the d-band model of Hammer and Norskov [29,30,31]. Such a strain leads to modified adsorption and activation energies, e. g. of hydrogen, and the rate of hydrogen evolution.

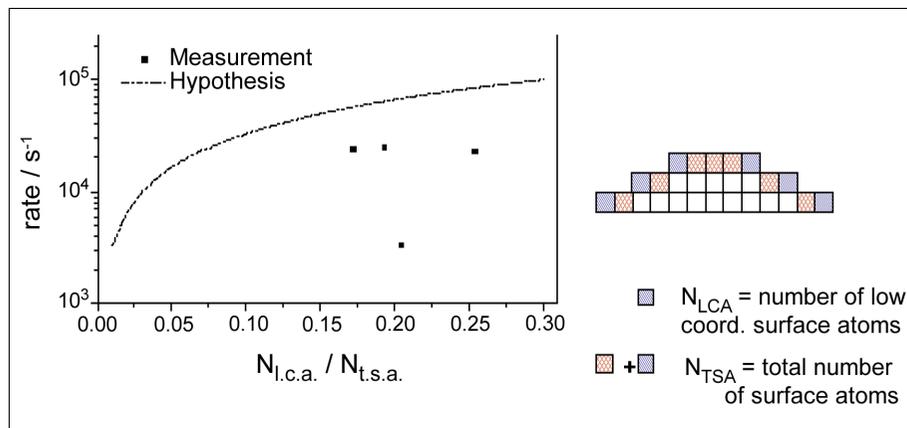


Fig. 21: Reaction rate as function of the density of low coordinated surface atoms: Experiment and simulation (for assumptions see text).

To further understand the effect of the particle size the investigation of systems containing multiple nano-particles of a certain size is important. The major factor to influence the size of the particles is the loading of noble metal on the support. High loadings lead to larger particles and in the end to the formation of larger clusters of multi-crystalline particles or agglomerates. The best way to characterize these particles is transmission electron microscopy (TEM) to achieve an overview of the number and size of the particles. High-resolution transmission electron spectroscopy allows to distinguish between different orientations of the crystallites forming the nano-particle and so detect the formation of poly-crystalline or agglomerate particles (Fig. 22).

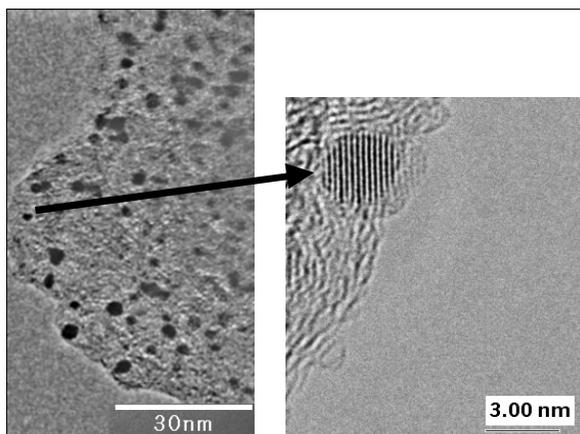


Fig. 22: TEM (left) and HRTEM (right) picture of nano-particles in a carbon supported platinum catalyst specimen.

An important effect of an increased particle size is the reduction of the density of atoms with a low coordination number on the surface – experimentally confirmed recently by Frenkel et al. [32] using extended x-ray absorption fine-structure (EXAFS) (Fig.23).

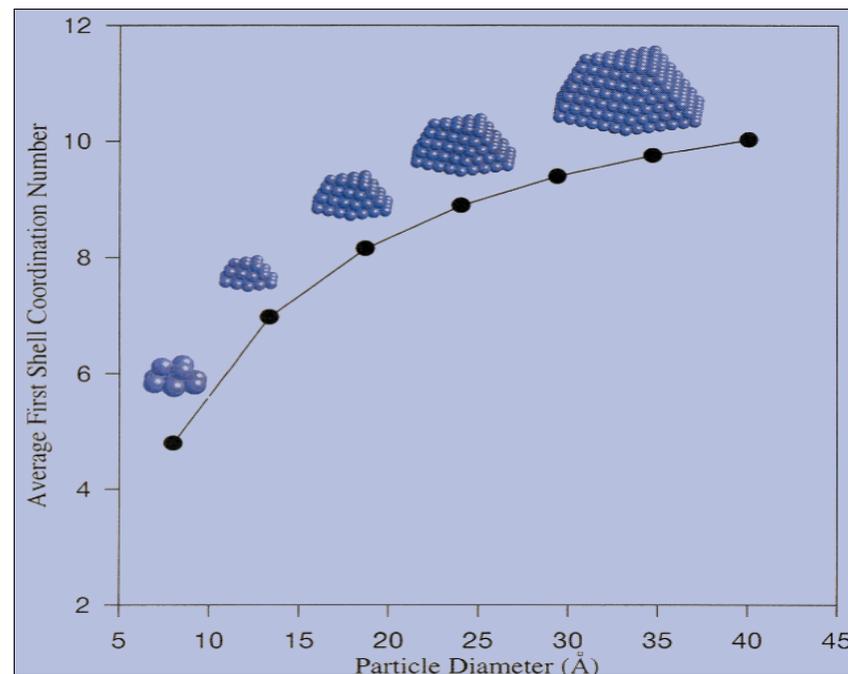


Fig. 23: Coordination number as function of the particle size [32].

#### 4. Conclusions

Due to their high conversion efficiencies and their low emissions of pollutants fuel cells are a promising technology for future energy conversion systems. A major obstacle for the wider introduction is the lack of a suitable infrastructure for distribution and storage of the preferred fuel, hydrogen. Means for the on-site production of hydrogen from more readily available sources are therefore developed with some success.

Although today's fuel cells have achieved a quite high level of efficiency and stability future improvements are required for their commercialization. A key role herein play improved catalysts, especially for the PEMFC operated with reformed gas. These improvements will be achieved more easily if a better understanding of the relevant processes can be provided. Here the investigation of the correlation of the structure of the used nano-particles with the reactivity is essential.

## References

- [1] Umweltbundesamt (ed.)
- [2] Historical CO<sub>2</sub> records from the Law Dome DE08, DE08-2, and DSS ice cores. Cores taken from the Law Dome, Antarctica (66°44' S, 112°50' ). Data downloaded on the 19.01.2004 from <http://cdiac.esd.ornl.gov/trends/co2/lawdome.html>.
- [3] Measurements of the CO<sub>2</sub>-concentrations in the in atmosphere at Mt. Mauna Loa (Latitude:19.539, Longitude:155.578, Hawaii). Data downloaded on the 16.01.2004 from <http://cdiac.esd.ornl.gov/ftp/trends/co2/lawdome.combined.dat>.
- [4] K. Kordesch, G. Simader: "Fuel Cells", VCH, Verlagsgesellschaft, Weinheim **1996**.
- [5] K. Ledjeff (ed.): "Brennstoffzellen", C. F. Müller, Heidelberg **1995**.
- [6] Published by Siemens.
- [7] Press release photography from Ballard Power Systems.
- [8] Ballard XCells Hy80, without electric motor and hydrogen tank. Ballard sales brochure.
- [9] NECAR 4 data: G. Friedlmeier, J. Friedrich and F. Panik: "Test Experiences with the DaimlerChrysler Fuel Cell Electric Vehicle NECAR 4", *Fuel Cells*, **2001**, p. 92-96.
- [10] R. Wurster; DWV; Presentation at Hessischer Mobilitätskongress **2003**
- [11] DaimlerChrysler Press photography.
- [12] SiemensVDO automotive press release.
- [13] A. Armstrong: "Well to Wheels Efficiency Standards and Climate Change", *New Zealand Road to Cleaner Air workshop*, Wellington, June **2001**, published in the proceedings on CD.
- [14] Continental press release March 11th 2003.
- [15] United States Environmental Protection Agency: "Study of Exhaust Emissions from Idling Heavy-Duty Diesel Trucks and Commercially Available Idle-Reducing Devices", EPA420-R-02-025, October **2002**

- [16] Delphi Systems press photography.
- [17] Press release BMW, ex. at <http://www.bmwworld.com/models/750hlc.htm>.
- [18] J. Zizelman: "Development Update on Delphi's Solid Oxide Fuel Cell System", Presentation at the 4th SECA meeting **2003**.
- [19] P. Holtappels, U. Stimming and P. Lamp: "Concept for Simple Small SOFC System for Automotive Application", *Proceedings of the VIIth international symposium on Solid Oxide Fuel Cells*, **2001**, ISBN 1-56677-322-9.
- [20] Based on the average 12,700 km/year (1999) driving per vehicle, 1l/100 km fuel consumption by the SOFC-APU, 100 W heating power and 50 sundays + 30 holidays supplementary heating per year.
- [21] L. S. Dixon, I. Porche, J. Kulick: "Driving Emissions to Zero: Are the Benefits of California's Zero Emission Vehicle Program Worth the Costs?" *RAND study*, **2002**, ISBN: 0833032127
- [22] James J. Eberhard: "Energy Efficiency and Renewable Energy", US Department of Energy 2002 DEER Workshop, **2002**
- [23] U.S. Department of Energy, Office of Domestic and International Energy Policy: "Assessment of Costs and Benefits of Flexible and Alternative Fuel Use in the U.S. Transportation Sector: Technical Report Three: Methanol Production and Transportation Costs", Washington, DC, November **1989**.
- [24] C. Cremers, U. Stimming, J. Find, J.A. Lercher, P. Reuse, A. Renken, O. Kurtz, K. Crämer, K. Haas-Santo, O. Görke, K. Schubert "Micro-Structured Steam Reformers as Flexible Hydrogen Generators for Fuel Cell Systems" *Fuel Cell Seminar 2003*, Miami Beach, FL (USA).
- [25] S. Wasmus, A. Küver: "Methanol Oxidation and Direct Methanol Fuel Cells: a Selective Review", *Journal of electroanalytical chemistry* Vol 461, **1999**, p. 14-31.
- [26] H<sub>2</sub>, O<sub>2</sub> Data: S. Escribano and P. Aldebert: "Electrodes for Hydrogen/Oxygen Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cells", *Solid State Ionics* 77, **1995**, p. 318-323

[27] R. J. Gorte, S. Park, J. M. Vohs, and C. Wang: "Anodes for Direct Oxidation of Dry Hydrocarbons in a Solid Oxide Fuel Cell", *Advanced Materials* 12, **2000**, p. 1465-1469.

[28] J. Maier, K. A. Friedrich, and U. Stimming: "Novel Method for the Investigation of Single Nano Particles", *Faraday Discussion* Vol. 121, **2002**, p. 365-372.

[29] M Mavrikakis, B Hammer, JK Norskov: "Effect of Strain on the Reactivity of Metal Surfaces". *Phys. Rev. Lett.* 81 (**1998**) 2819.

[30] A Ruban, B Hammer, P Stoltze, HL Skriver, JK Norskov: "Surface Electronic Structure and Reactivity of Transition and Noble Metals". *J. Mol. Catal. A* 115 (**1997**) 421.

[31] B Hammer, JK Norskov: "Theoretical Surface Science and Catalysis - Calculations and Concepts". *Adv. Catalysis* 45 (**2000**).

[32] A. I. Frenkel, C. W. Hills, and R. G. Nuzzo: "A View from the Inside: Complexity in the Atomic Scale Ordering of Supported Metal Nanoparticles", *J. Phys. Chem. B*, **2001**, 105(51) p. 12689 – 12703

## LANGFRISTIGE AUSWIRKUNGEN SICH VERÄNDERNDER STROMKOSTEN AUF EINE DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG IN URBANEN ENERGIESYSTEMEN

Stephan Richter<sup>1,2</sup>, Thomas Hamacher<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Max-Planck-Institut für Plasmaphysik, Garching  
und Wissenschaftszentrum Umwelt der Universität Augsburg

<sup>2</sup> seit April 2004: GEF Ingenieur AG, Leimen

### 1. Einleitung und Motivation

Urbane Regionen sind Schwerpunkte des Energieverbrauchs, wie in Abb. 1 nachvollzogen werden kann. Abbildung 1 zeigt die Lumineszenz, die für die betrachtete Weltregion per Satellit aufgenommen wurde. In [Plutzar et al., 2000], [Elvidge et al., 1997] und [Welch, 1980] wurde gezeigt, dass die Lumineszenz proportional zum Energieverbrauch ist. Entsprechend treten die städtischen Agglomerationen deutlich hervor. In Abb. 1 sind Städte wie Moskau, St. Petersburg, Berlin, Hamburg, London, Paris etc. leicht auszumachen.



Abb. 1: Lumineszenzaufnahme von Europa und Westasien [Nasa, 2004].

Ein weiterer Aspekt, anhand dessen die Bedeutung urbaner Energiesysteme erkennbar ist, ist der pro Kopf-Energieverbrauch von urbanen Regionen im Vergleich mit einem nationalen Mittel. Für Schwellenländer wie China und Thailand mit den spezifischen regionalen Entwicklungsdifferenzen berechnet sich dieser Quotient aus pro Kopf-Energieverbrauch von Stadtbevölkerung zur Gesamtbevölkerung zu 3.0 [Hanaki, 1998], in den industrialisierten Staaten Süd- und Westeuropas immer noch zu 2.2 [Sanatmouris, 2001].

Alein diese beiden Merkmale zeigen, dass die zukunftsorientierte Optimierung urbaner Energiesysteme zugleich eine Chance und eine Herausforderung darstellt, wie z.B. in [Richter et al., 2003] formuliert worden ist.

Ferner muss auch in Zukunft mit einem andauernden Zunehmen des Urbanisierungsgrads und einer weiteren Verdichtung städtischer Lebensräume gerechnet werden – sowohl in den Entwicklungsländern als auch in den Industrienationen. Wie Eingangs dargelegt, ist eine solche Entwicklung direkt mit einem Anwachsen der Nachfrage nach verschiedenen Sekundär- und Endenergieformen verknüpft [Hanaki et al., 1998; UN China, 2001].

Mit der Methode *URBS* (**U**rban **R**esearch **T**ool**box**: **E**nergy **S**ystems) wurde ein Werkzeug entwickelt, um sich diesen Herausforderung stellen und sie bewältigen zu können [Richter et al., 2003; Richter, 2004].

Im Rahmen der Entwicklung von *URBS* wurde das Energiesystem von Augsburg betrachtet. In [Richter et al., 2003] wurde ein Überblick über den Entwicklungsstand von *URBS* gegeben. In diesem Aufsatz werden erste Ergebnisse, die mit *URBS* für Augsburg erzielt wurden, vorgestellt. Der Schwerpunkt liegt in der Untersuchung der Auswirkungen von variablen Stromgestehungs- bzw. Strombezugskosten auf eine eher dezentral geprägte Energieversorgungsstruktur.

Nach einer kurzen Einführung von *URBS* und der Vorgehensweise in Kapitel 2 wird in Kapitel 3 das Energiesystem Augsburgs im derzeitigen Zustand abgebildet und verschiedene **R**eferenzenergiesysteme (RES) dargestellt. Diese dienen als Referenz für zukünftige, zu **o**ptimierende **E**nergiesysteme (OES), die mögliche Entwicklungspfade, hin zu einem – im Brundtland-Sinne – nachhaltigen<sup>1</sup> Energiesystem aufzeigen. Wie in Kapitel 2 gezeigt wird, ist der methodische Ansatz in *URBS* integral und umfasst entsprechend eine Vielzahl der Einflussparameter auf urbane Energiesysteme.

### 2. Überblick über die integrale Methode *URBS*

Die Methode *URBS* dient dazu, urbane Energiesysteme integral zu beschreiben und zu optimieren. Um die Vielzahl der Größen mit Einfluss auf ein urbanes Energiesystem in die Untersuchung einbeziehen zu können, ist *URBS* aus vier Modulen aufgebaut. Auf diese Weise können die Wechselwirkungen zwischen dem Energiesystem und der einbettenden Struktur *Stadt* erfasst und abgebildet werden. Den in Abb. 2 gezeigten vier Modulen fällt folgende Aufgabe zu:

<sup>1</sup> Im Sinne der Brundtland-Definition ist ein *nachhaltiges Energiesystem* ein Energiesysteme, in dem hinreichend Energie zu akzeptablen Kosten verfügbar ist, so dass eine sozio-ökonomische Entwicklung nicht beschränkt wird. Gleichzeitig dürfen aus dem Aufbau und dem Betrieb eines solchen Energiesystems nur minimale Negativeinwirkungen auf die Umwelt resultieren [WCED, 1987].

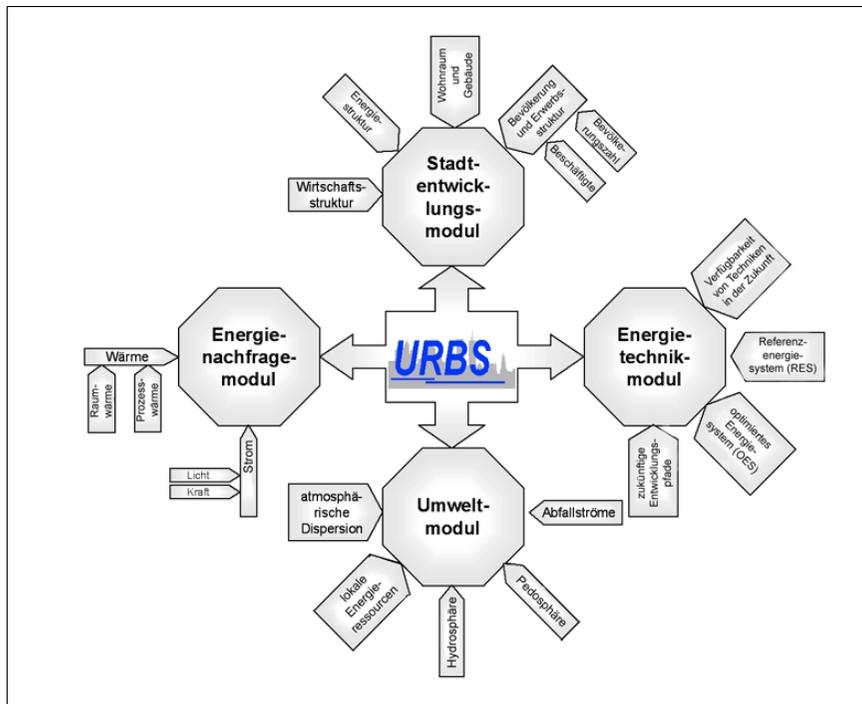


Abb. 2: Graphischer Überblick über die integrale Methode URBS und deren Module.

1. Das *Stadtentwicklungsmodul* umfasst alle Informationen über die demographische, ökonomische Entwicklung und die allgemeine Siedlungsstruktur der zu untersuchenden Stadt.
2. Das *Energienachfragemodul* leitet aus den Informationen, die mit dem Stadtentwicklungsmodul gewonnen wurden, und unter der Annahme möglicher technologischer und regulatorischer Entwicklungen zeitlich hoch aufgelöste Nachfragelastgänge verschiedener Energieformen ab.<sup>2</sup>
3. Das *Energienachfragemodul* berechnet aus der Menge möglicher Energieversorgungs- und -verteilungstechniken denjenigen Satz von Techniken, der geeignet ist, die vorgegebene Nachfragelast zu jedem Zeitpunkt zu befriedigen. Die Berechnung dieses Techniksatzes erfolgt durch einen linearen Optimierungsprozess, dessen Zielfunktion fakultativ optimale Kosten oder minimale CO<sub>2</sub>-Emissionen sein kann. Dieses Optimierungswerkzeug ist speziell dazu entwickelt worden, hohe zeitliche Auflösungen in der Be-

<sup>2</sup> Typischerweise wird eine stündliche Auflösung bei einer Betrachtung eines Jahres angeraten (vgl. hierzu besonders [Richter, 2004]).

trachtung zu ermöglichen. Diese sind notwendig, wenn z.B. gekoppelte Kraft-Wärme-Prozesse oder die z.T. zeitlich stark fluktuierenden regenerativen Energieumwandlungstechniken, wie Wind- und Solarenergie, realitätsnah abgebildet werden sollen.

4. Das *Umweltmodul* verbindet einen Satz von Werkzeugen, die die Einflüsse verschiedener Energieversorgungssysteme untersuchen und die Potentiale lokal bzw. regional beschränkter Energieressourcen abschätzen. Bei den Umwelteinflüssen liegt das Hauptaugenmerk auf der Ausbreitung von Luftschadstoffemissionen und den resultierenden Belastungen. Die Ergebnisse des Umweltmoduls koppeln in den Optimierungsprozess des Energietechnikmoduls zurück.

Eine detailliertere Beschreibung von URBS findet sich in [Richter et al., 2003] und [Richter, 2004].

### 3. Anwendungen der Methode URBS auf das Energiesystem Augsburg

In der Anwendung und speziell für die Untersuchung der langfristigen Auswirkungen sich verändernder Stromkosten auf eine dezentrale Energieversorgung in urbanen Energiesystemen wird das Versorgungssystem der Stadtwerke Augsburg betrachtet. Der Standort Augsburg befindet sich in einer fortgeschrittenen Phase des Transformationsprozesses von einer Industriestadt mit Schwerpunkt auf dem produzierenden Gewerbe hin zu einem Dienstleistungsstandort mit einem weiterhin merklichen Anteil von hoch spezialisierten Industrien. Augsburg hat derzeit mehr als 270 000 Einwohner und ist ein Oberzentrum mit teilweise überregionaler Bedeutung.

#### 1. Grundlagen der Anwendung

##### 3.1.1 Die derzeitige Struktur von Augsburg, analysiert mit dem Stadtentwicklungsmodul

Eine detaillierte Analyse der derzeitigen Struktur der Stadtentwicklung Augsburgs ist die Grundlage für die anschließende Falluntersuchung des urbanen Energiesystems. Hierzu wurde das Stadtentwicklungsmodul auf Augsburg angewandt. Der folgende Abschnitt gibt eine kurze Zusammenfassung der detaillierten Studie in [Richter, 2003]. Die Analyse basiert auf drei Hauptindikatoren: der *Einwohner- und Beschäftigtenstruktur*, der *Wohnflächenverteilung* und der Struktur des vorhandenen *Energiesystems*. Die Analyse des Energiesystems selbst bezieht sich im Wesentlichen auf die netzgebundenen Energieträger wie Elektrizität, Erdgas und Fernwärme. Die Messgrößen und -werte dieser Indikatoren entstammen den Statistiken der *Stadt Augsburg* [Stadt Augsburg, 2002], dem *Arbeitsamt Augsburg* [Arbeitsamt Augsburg, 2002], der *Stadtwerke Augsburg* [2002] und der *Kaminkehrer-Innung für Augsburg und Schwaben* [Kaminkehrer-Innung, 2002].

Letztmals komplett wurden alle Indikatoren in der Volkszählung 1987 erhoben. Seitdem wurden alle Informationen lediglich fortgeschrieben und/oder per Mikrozensus validiert, was bedeutet, dass die statistischen Daten vor allem auf Konsistenz zu prüfen sind.

Zwischen 1987 und 2001 wuchs die Einwohnerzahl Augsburgs um +10.74% auf 272 620 Einwohner an. Damit einher ging ein relativer und absoluter Anstieg der Wohnfläche; die Wohnfläche pro Kopf (p.c.) stieg im selben Zeitraum um 10.75% auf 36.22 m<sup>2</sup> p.c.. Dieser Wert liegt unter dem Bundesdurchschnitt von 39.3 m<sup>2</sup> p.c. im Jahr 1998 [DeStatis, 2002b].

Ohne detaillierter auf Ursachen und Folgen einzugehen, ist festzustellen, dass das BIP der Bilanzregion Augsburg zwischen 1980 und 1998 um bemerkenswerte 5.55% p.a. in Marktpreisen wuchs. Dieses BIP-Wachstum ist allerdings mit einem Verlust von Arbeitsplätzen verknüpft. Das Verhältnis von Beschäftigten zu BIP wurde zwischen 1980 und 1998 mehr als halbiert und verbesserte sich von 26 Beschäftigten pro Mill. EUR auf 12 Beschäftigte pro Mill. EUR. Hierin spiegelt sich die Transformation von einem Industriestandort des produzierenden Gewerbes zu einem höher spezialisierten Industrie- und Dienstleistungsstandort wider.

Die Entwicklung dieser Indikatoren zeigt sich auch in der Entwicklung der energiebezogenen Indikatoren: Die Stadtwerke Augsburg konnten den Elektrizitätsabsatz zwischen 1980 und 2001 etwa verdoppeln. Die Entwicklung bei Gas und Fernwärme verlief ähnlich dynamisch.

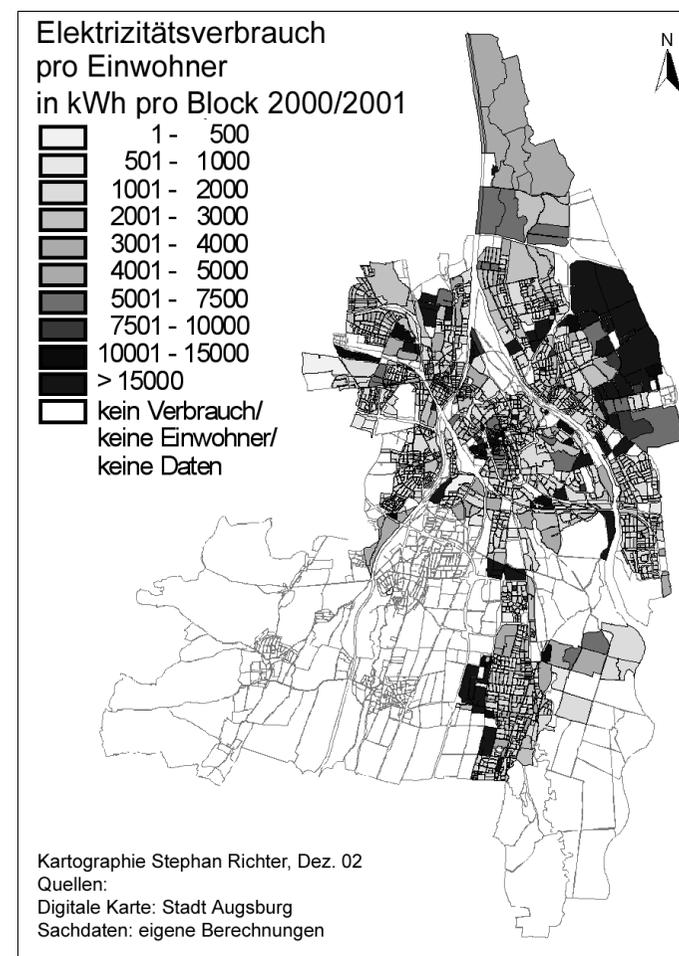
Eine räumlich und zeitlich aufgelöste Betrachtung des Endenergiebedarfs für ein Jahr im Referenzenergiesystem macht weitere Gemeinsamkeiten aber auch Unterschiede zwischen dem Bedarf an Elektrizität und Niedertemperaturwärme (NT-Wärme) deutlich. Abbildung 3 zeigt zwei Energieverbrauchskarten von Augsburg auf der Ebene statistischer Blöcke. Der Vergleich der Karten macht deutlich, dass es eine deutliche, positive Korrelation zwischen Blöcken mit hohem/niedrigem Elektrizitätsverbrauch und hohem/niedrigem NT-Wärmeverbrauch gibt.

Der Zusammenhang zwischen Elektrizität und NT-Wärme gestaltet sich bei der Betrachtung des zeitlichen Verlaufs, stundenaufgelöst über ein Jahr, entgegengesetzt, wie Abb. 4 zeigt. Während die Elektrizitätslast über ein Jahr relativ konstant ist und sich durch einen Tages- und Wochengang auszeichnet, unterliegt die NT-Wärmelast einem ausgeprägten Jahresgang; Tages- oder Wochengänge sind wenig ausgeprägt. Dies ist vor allem auf die starke negative Korrelation zwischen Außentemperatur und NT-Wärmebedarf zurückzuführen. Der Korrelationsfaktor im Referenzjahr berechnet sich zu  $r = -0.86$ .

### 3.1.2 Projektionen der Indikatoren mit dem *Stadtentwicklungsmodul* bis 2015/2025

Mithilfe des Stadtentwicklungsmoduls werden die Indikatoren der Stadtentwicklung mit Einfluss auf die Energienachfrage in die Zukunft projiziert, um zukünftige Energienachfragen

abzuschätzen. Die Energienachfrage ist eine grundlegende Größe für die Auslegung zukünftiger, optimierter Energiesysteme mit dem linearen Optimierungsansatz des Energietechnikmoduls.



**Abb. 3a: Elektrizitätsverbrauch pro Einwohner, Block und Jahr in kWh/(Einwohner·Block·a) im Referenzenergiesystem.**

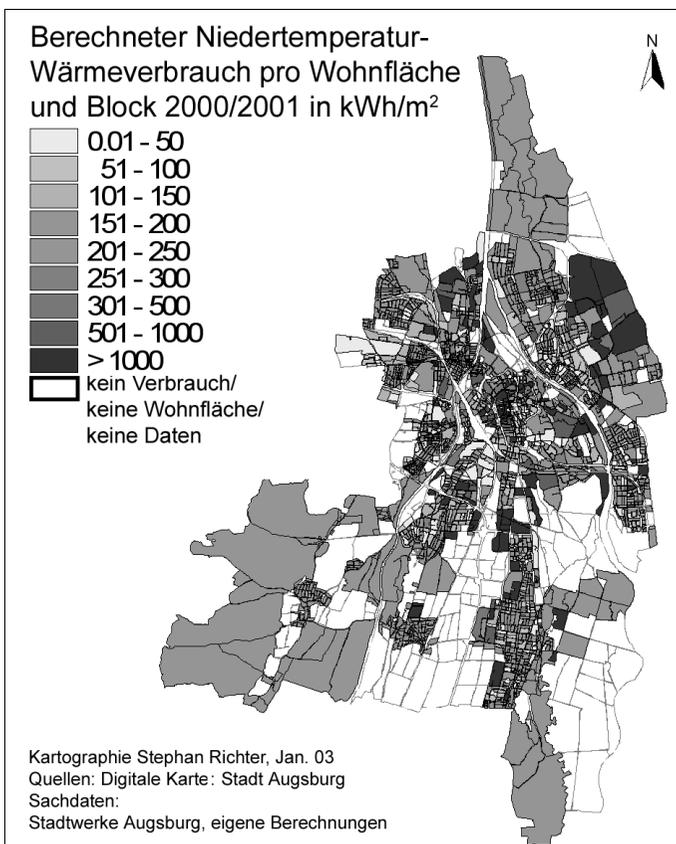


Abb. 3b: NT-Wärmeverbrauch pro Wohnfläche, Block und Jahr in kWh/(m<sup>2</sup>·Block·a) im Referenzenergiesystem.

Um zu Aussagen über zukünftige Energienachfragen zu gelangen, werden die einzelnen Indikatoren getrennt projiziert und anschließend miteinander verknüpft. Dazu werden, soweit verfügbar, historische Trends extrapoliert. Liegen keine Informationen über vergangene Entwicklungen vor, so wird auf die Literatur zurückgegriffen und dort verwendete Zukunftstrends übernommen.

Jedem einzelnen Indikator werden drei Entwicklungstrends unterstellt, so dass sich ein *starkes*, ein *geringes* und ein *mittleres* Projektionsszenario ergeben. Lässt sich eine vergangene Entwicklung z.B. durch eine lineare Geradengleichung beschreiben, wird die Steigung der extrapolierten Geraden entsprechend variiert. Auf diese Weise ergeben sich je Indikator drei Projektionsergebnisse für das Zieljahr 2025 und das Stützjahr 2015. Für beide Jahre werden

die Indikatorenentwicklungen wie Matrizen miteinander verknüpft, so dass sich für beispielsweise  $n$  abhängige Indikatoren 3<sup>n</sup> kumulierte Jahreswerte für 2015 und 2025 ergeben.

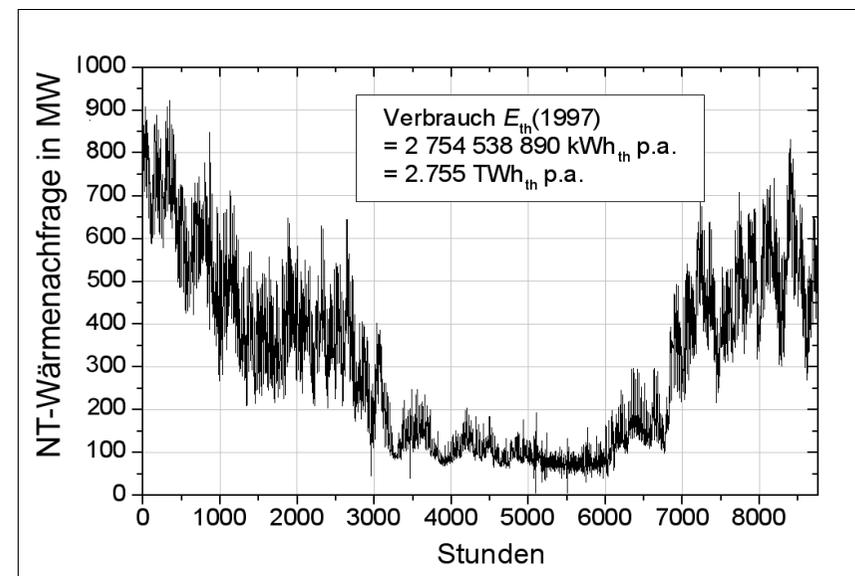
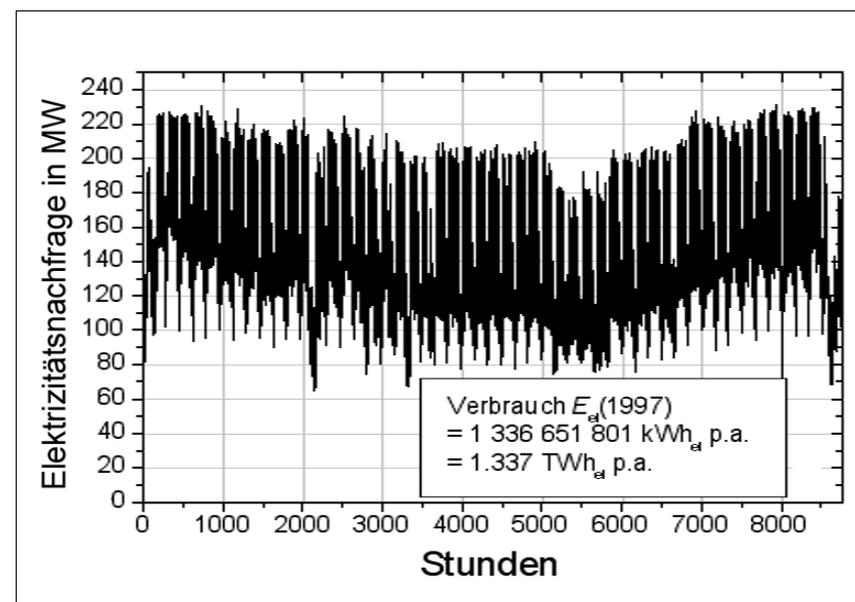


Abb. 4: Stündlich aufgelöste Lastgänge des Elektrizitäts- (oben) und NT-Wärmeverbrauchs (unten) im Referenzenergiesystem.

Schließlich werden die zeitlich kumulierten Projektionsergebnisse herangezogen, um mit Hilfe des Energienachfragemoduls stündliche Lastgänge der Endenergienachfrage für 2015 und 2025 zu generieren. In einem einfachen Ansatz wird angenommen, dass die so generierten Lastgänge proportional zu den RES-Lastgängen in Abb. 4 sind.

Eine ausführliche Dokumentation des Vorgehens und der Ergebnisse der Projektion findet sich in [Richter, 2004], [Richter, 2003] und [Richter et al., 2003].

Im Folgenden liegt der Schwerpunkt der Diskussion auf dem *mittleren* Entwicklungspfad für 2025. Zum Vergleich sind in Tab. 1 die kumulierten und aggregierten Endenergienachfragen der drei Entwicklungspfade, *starke*, *geringe* und *mittlere* Entwicklung für 2015 und 2025, sowie die entsprechende Endenergienachfrage für das Referenzjahr aufgelistet.

Jahr	Endenergienachfrage des Entwicklungspfades		
	<i>gering</i>	<i>mittel</i>	<i>stark</i>
<b>RES</b>	4.092 TWh		
<b>2015</b>	4.074 TWh	4.639 TWh	5.412 TWh
<b>2025</b>	3.559 TWh	4.489 TWh	5.409 TWh

Tab. 1: Kumulierte Endenergienachfragemengen der Projektionsjahre und des Referenzjahres.

### 3.2 Das Referenzenergiesystem (RES) von Augsburg

Das RES Augsburg ist ein Mix, der im Wesentlichen bestimmt wird von verschiedenen Heiz- und Heizkraftwerken unterschiedlicher Leistungen, durch die die Fernwärme bereitgestellt wird (20% des gesamten NT-Wärmebedarfs), sowie von einfachen Erdgas- und Ölheizungen mit einem breiten Spektrum an Heizungstypen verschiedener Altersstufen.

Die größeren KWK- und Heizwerke des Fernwärmenetzes (Nennleistung > mehrere MW) werden als einzelne Anlagen abgebildet. Da es bei der großen Zahl an kleineren Hausbrand- und kleineren KWK-Anlagen (zusammen > 46 000) nahezu unmöglich ist, alle Anlagen einzeln abzubilden, werden diese zu Gruppen zusammengefasst. Eine Gruppe wird durch den verwendeten Brennstoff, den Zeitraum der Inbetriebnahme und durch die verwendete Feuerungstechnik charakterisiert.

Abb. 5 zeigt eine schematische Abbildung des RES mit einem Stromnetz  $S_1$  und sechs Wärmenetzen  $W_i$ , mit  $i = 1 \dots 6$ . Links von einem Netz angeordnete Techniken (rechteckige Kästchen) speisen eine Energieform in ein Netz ein, Symbole rechts eines Netzes verbrauchen Energie aus dem Netz. Nachfragen sind durch Kreise symbolisiert.

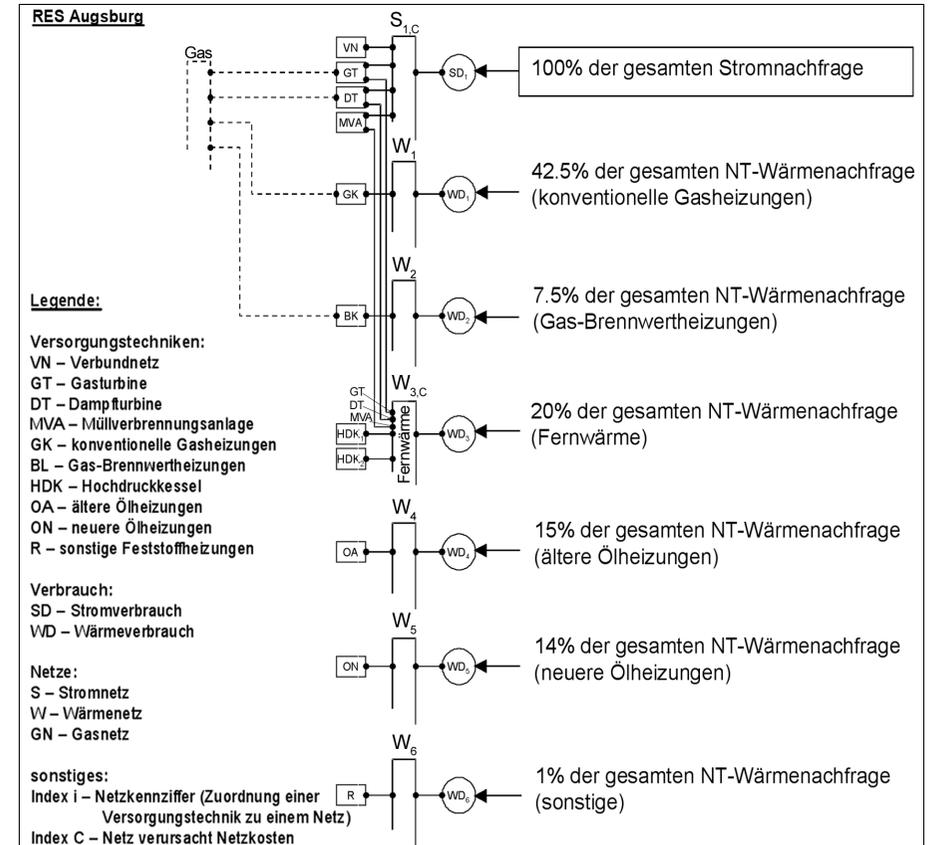


Abb. 5: Schemadarstellung der Referenzenergiesysteme RES<sub>1</sub> und RES<sub>2</sub> für Augsburg mit einem Elektrizitätsnetz  $S_1$  und sechs Wärmenetzen  $W_i$ , mit  $i = 1 \dots 6$ .

In  $S_1$  wird die gesamte Elektrizitätsnachfrage nachgefragt. Die zur Nachfragedeckung *verfügbaren*<sup>3</sup> Techniken sind die KWK-Techniken, die NT-Wärme für das Fernwärmenetz  $W_3$  erzeugen. Weiter *verfügbar* ist der Strombezug aus dem nationalen Verbundnetz  $VN$ , das als eigene Versorgungstechnik abgebildet ist.

In den Wärmenetzen  $W_i$  sind jeweils die angegebenen Gruppen der Feuerungstechniken *verfügbar*, um den angegebenen Anteil der NT-Wärmenachfrage zu decken. Im Fernwärmenetz  $W_3$  sind zusätzlich zwei ölgefeuerte Spitzenlastheizkessel  $HK_a$  und  $HK_b$  *verfügbar*.

<sup>3</sup> Als *verfügbar* werden alle Techniken bezeichnet, die mit einem bestimmten Netz verbunden sind und Energie in das betreffende Netz einspeisen können.

Da die Stadtwerke Augsburg seit Sommer 2003 ein Gasturbinen-Heizkraftwerk *GT* bauen, das im Laufe des Jahres 2004 in den regulären Betrieb gehen soll, wurden zwei RES betrachtet: RES<sub>1</sub>, in dem das gekoppelte Gasturbinen-Heizkraftwerk *GT* *verfügbar* ist und RES<sub>2</sub>, in dem *GT* **nicht** verfügbar ist [StaWA, 2003].

Für die RES<sub>1</sub> und RES<sub>2</sub> werden Gesamtkosten- und CO<sub>2</sub>-Optimierungen unter Verwendung eines Ansatzes zur Optimierung linearer Probleme durchgeführt. Dazu werden die einzelnen Versorgungstechniken durch die spezifischen Parameter für Betriebs- und Brennstoffkosten, Emissionen und Nutzungsgrade beschrieben. Übrige Parameter, wie vorgegebene installierte Leistungen etc., werden ebenso berücksichtigt (vgl. [Richter, 2004]).

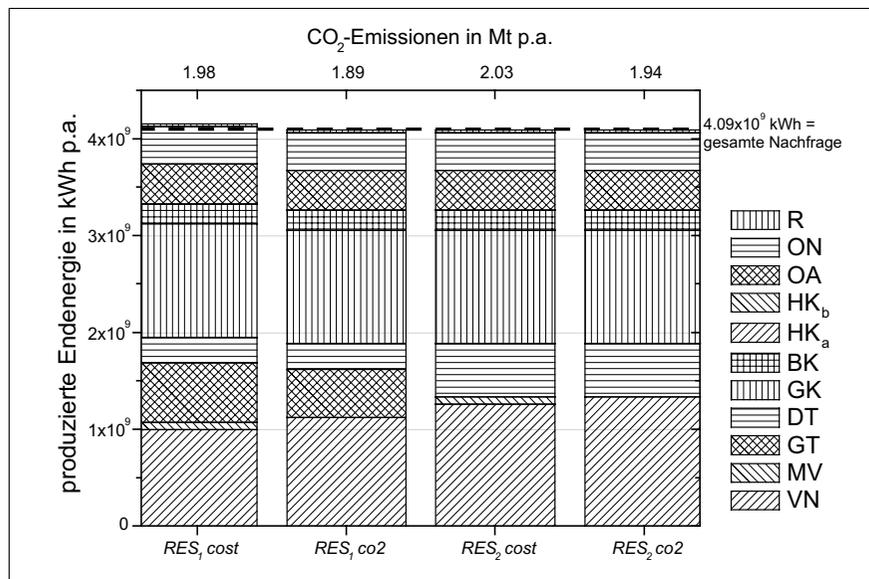


Abb. 6: Zusammensetzung der einzelnen Techniken zur gesamten Endenergieerzeugung für die beiden Optimierungsmöglichkeiten jeweils für RES<sub>1</sub> und RES<sub>2</sub>

In Abb. 6 sind als Ergebnisüberblick die Beiträge der einzelnen Versorgungstechniken an der gesamten Endenergieproduktion in Balkendiagrammen dargestellt. Die vier Balken stehen jeweils für ein RES bei Optimierung nach gesamten Kosten ( $RES_n \text{ cost}$ ) bzw. nach gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen ( $RES_n \text{ co2}$ ). Auf der Ordinate ist die produzierte Endenergiemenge in kWh p.a. aufgetragen; auf der oberen Abszisse sind die aus der jeweiligen Rechnungen resultierenden gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen, summiert für ein Jahr, aufgetragen. Die gerissen eingezeichnete Linie zeigt die gesamte zu deckende Nachfrage an Endenergie im RES, die natürlich in jedem Fall mindestens gedeckt wird.<sup>4</sup>

<sup>4</sup> Dies ist die globale Optimierungsbedingung. Nebenbedingungen sind da u.a. minimale Kosten oder CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Der wesentliche Unterschied zwischen RES<sub>1</sub> und RES<sub>2</sub> besteht in der *Verfügbarkeit* des Gasturbinen-Heizkraftwerks. In den so genannten Hausbrandnetzen  $W_i$ , mit  $i = 1, 2, 4, 5, 6$ , findet in Ermanglung von Alternativen ausschließlich eine Fahrweisenoptimierung der Versorgungstechniken statt, die für RES<sub>1</sub> und RES<sub>2</sub> zu den gleichen Ergebnissen führen muss, da es sich um ein deterministisches Problem handelt.<sup>5</sup>

Der Vergleich von RES<sub>1</sub> mit RES<sub>2</sub> zeigt, dass durch den Bau des Gasturbinen-Heizkraftwerks etwa 50 000 t CO<sub>2</sub> p.a. eingespart werden können.

Um die Qualität der Abbildung der Realität mit dem vorgestellten Modell beurteilen zu können, werden drei Kriterien herangezogen: 1.) die installierten Leistungen in den Hausbrandnetzen  $W_1, W_2, W_4, W_5$  und  $W_6$ , 2.) der Eigenanteil der Stadtwerke Augsburg am gesamten Stromabsatz des Unternehmens in Augsburg, sowie 3.) die kumulierten CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Die Auswertung der Datenbank der Kaminkehrer-Innung führt auf eine in Augsburg tatsächlich installierte Hausbrandleistung, die im Intervall [914, 1 580] MW liegt. Da in der Optimierung keine Sicherheiten oder Gleichzeitigkeitsbetrachtungen durchgeführt werden und keine Alternativtechniken in den Hausbrandnetzen *verfügbar* sind, muss die mit dem Energietechnikmodul berechnete installierte Leistung am unteren Ende des Intervalls liegen. Tatsächlich ergibt sich mit 961 MW ein sehr gutes Ergebnis.

Der Eigenanteil der Stadtwerke Augsburg an der Stromproduktion soll nach Inbetriebnahme des Gasturbinen-Heizkraftwerks bei über 20% liegen [StaWA, 2003]. Das entspricht in etwa der Optimierung  $RES_1 \text{ cost}$  und hierfür wurde ein Eigenanteil von ca. 25% berechnet.

Ganz wesentlich sind die gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Diese wurden für 2001 mit 2.2 Mt p.a. angegeben, wobei alle industriellen Prozessen enthalten, der Verkehr aber ausgeschlossen ist [ifeu, 2004]. Das entspricht in etwa  $RES_2 \text{ co2}$ , wobei hier nicht alle Industrieprozesse enthalten sind. Industrieprozesse in industrieller Eigenerzeugung, die nicht gasgefeuert sind, müssen infolge der Datenverfügbarkeit ausgeschlossen bleiben, ebenso wie der Verkehr. Dennoch ergibt sich mit 2.03 Mt p.a. eine sehr gute Übereinstimmung mit einer zu erwartenden, geringen Abweichung (8.5%) nach unten gegenüber der Bilanz für 2001.

In einem weiteren, als RES<sub>3</sub> bezeichneten Referenzfall, wird ein Versorgungssystem betrachtet, das als Schwerpunkt eine ungekoppelte, hoch effiziente, gasgefeuerte Versorgungsstruktur hat. In der Stromversorgung gibt es neben der Müllverbrennungsanlage *MV* zwei weitere gekoppelte Gasturbinen-Heizkraftwerke zur Versorgung der Fernwärme in Netz  $W_3$ . Die restliche Elektrizität wird durch ein Gas- und Dampfturbinenkraftwerk mit einem Standort in

<sup>5</sup> Diese Aussage ist nur im Falle fehlender Alternativen uneingeschränkt richtig. Allgemein gilt: Der Wert des Objektvektors muss immer derselbe sein. Die hier formulierten Problemstellungen jedoch sind hochgradig entartet und einzelne Werte zu verschiedenen Zeitschritten des „Anlagenfahrplans“ können sich unterscheiden, insofern alternative Techniken *verfügbar* sind.

Augsburg erzeugt. In den fünf Hausbrandnetzen sind ausschließlich Gas-Brennwertheizungen verfügbar (vgl. Abb. 7).

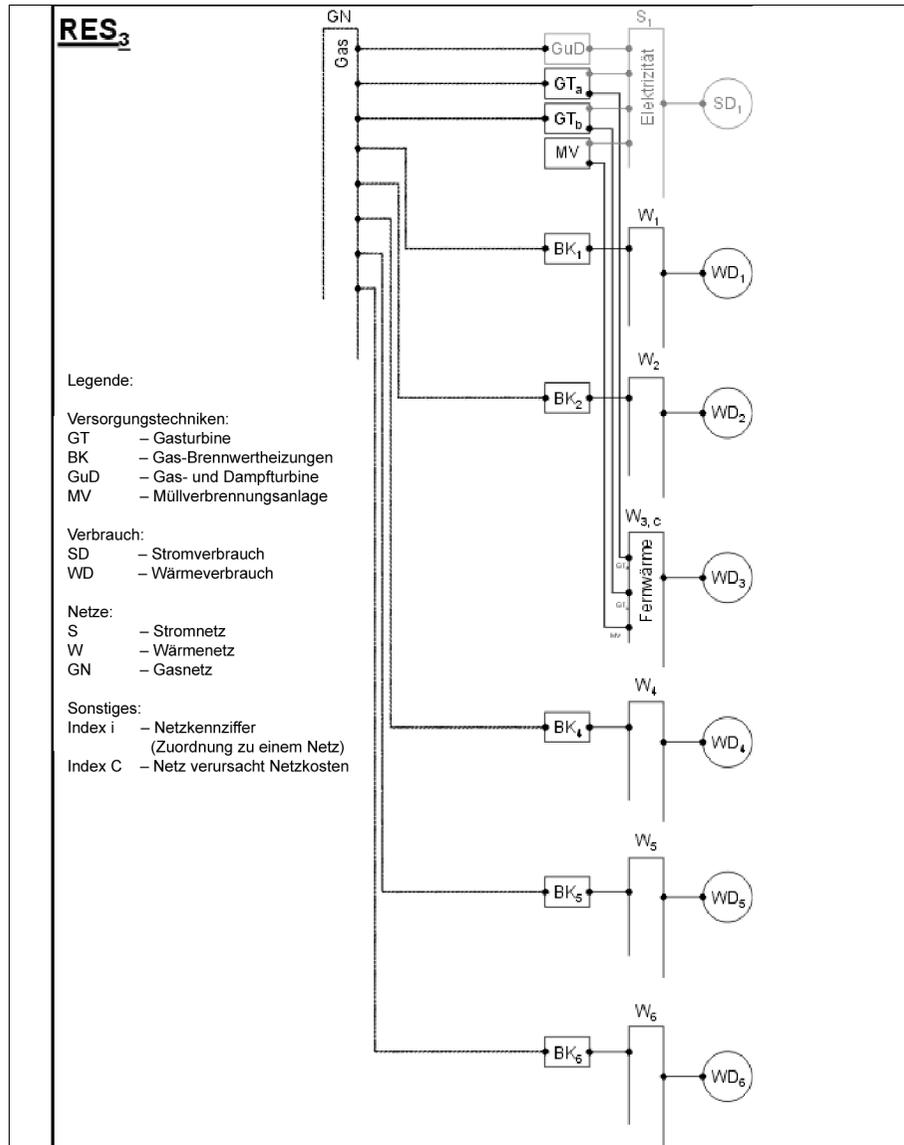


Abb. 7: Schemadarstellung des Referenzenergiesystems RES<sub>3</sub> für Augsburg.

Die Optimierungsrechnungen sind für Endenergienachfrage im Referenzjahr und für alle drei projizierten Nachfragen für 2025 durchgeführt (vgl. Tab. 1). Die Ergebnisse sind in Abb. 8 dargestellt. Die kumulierten CO<sub>2</sub>-Emissionsmengen streuen bei RES<sub>3</sub> infolge der Nachfragevariationen über einen sehr viel größeren Bereich. Jedoch sind die verursachten CO<sub>2</sub>-Mengen sämtlich geringer als in den vergleichbaren Rechnungen in RES<sub>1</sub> und RES<sub>2</sub>.

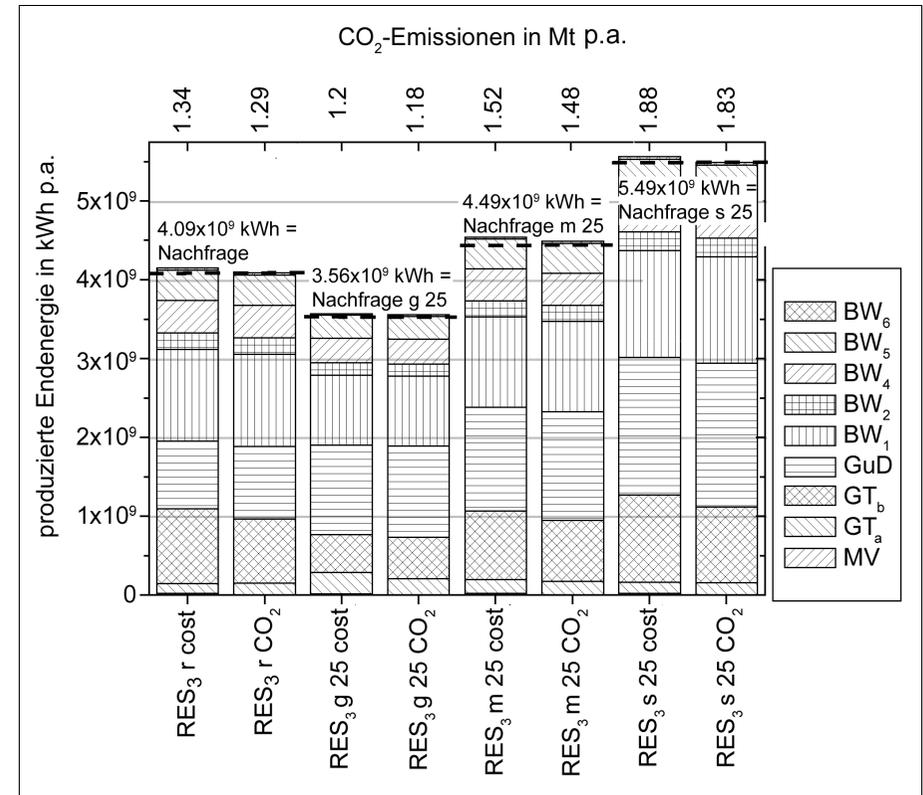


Abb. 8: Zusammensetzung der einzelnen Techniken zur gesamten Endenergieerzeugung für RES<sub>3</sub> für die Nachfrage im Referenzjahr r, und für die geringe g25, mittlere m25 und starke s25 Nachfrage im Jahr 2025, jeweils für beide Optimierungsmöglichkeiten.

### 3.3 Optimierte zukünftige Energiesysteme (OES)

Im Folgenden wird ein zukünftiges, optimiertes Energiesystem (OES) für das Projektionsjahr 2025 gesucht, das auf RES<sub>1</sub> aufbaut. Dazu sind eine Reihe von Versorgungsalternativen im Netzsystem verfügbar, deren Anteile an der Energieversorgung für einen Kosten- und einen CO<sub>2</sub>-Optimalen Fall untersucht werden. Auf diese Weise wird ein Ergebnisraum aufgezeigt, in dem ein als nachhaltig zu bezeichnendes Versorgungssystem zu finden sein wird.

In dem zunächst in Abschnitt 3.3.1 vorgestellten Basisszenario wird die Endenergienachfrage wie schon zuvor zwischen *gering*, *mittel* und *stark* variiert. Im anschließenden Abschnitt 3.3.2 werden die Kosten für den Bezug von Strom aus dem Verbundnetz variiert, während die Nachfrage sowie alle anderen Parameter festgehalten werden. Auf diese Weise wird gezeigt, welchen Einfluss veränderliche Stromgestehungskosten und somit -bezugskosten auf ein urbanes Energiesystem haben, in dem mit KWK-Technologien zentral und dezentral Strom erzeugt wird. Dazu werden die Ergebnisse des Basisszenarios mit denen der Kostensensitivitätsrechnungen verglichen.

Um eine übersichtliche Darstellung zu ermöglichen, wird die aus Abschnitt 3.2 bekannte Nomenklatur auch für die OES eingeführt und erweitert: in der Form  $OESp_s z object$ .

Darin gibt  $p$  das Projektionsjahr 2025 an. Die Variable  $s$ , mit  $s = 1, 2, 3, \dots$ , kennzeichnet, welche Art der Rechnung durchgeführt wird:  $s = 1$  steht für das Basisszenario  $OESp_1 object$ . Alle weiteren Rechnungen  $OESp_s z object$  mit  $s \geq 2$  sind Sensitivitätsrechnungen.

Durch  $z$  wird die Zeitreihe angegeben, die für die Optimierung verwendet wird,  $g$  für *gering*,  $m$  für *mittel*,  $s$  für *stark*. Die Variable  $object$  steht für die gewählte Zielgröße der Optimierung,  $cost$  für Gesamtkosten und  $CO_2$  für  $CO_2$ -Emissionen.

Beispiel:  $OES25_1 s cost$  bezeichnet die Kostenoptimierung des Basisszenarios  $OES25_1$  aus 2015, das die starke Nachfrage verwendet.

Das zu betrachtende OES ist in Abb. 9 gezeigt. Auf den ersten Blick sind eine große Zahl an Techniken zu erkennen, die in den RES nicht *verfügbar* waren. Diese Techniken und Netze sind grau gezeichnet. Der Übersicht halber ist nur ein Hausbrandnetz dargestellt. Wie auch in den RES sind im Modell fünf Hausbrandnetze  $W_i$  abgebildet, die sich in der Endenergienachfrage (vgl. Abb. 5) und in der Hausbrandtechnik  $K$  gemäß RES unterscheiden. Neben der RES-Hausbrandtechnik  $K$  sind als dezentrale Heizsysteme Holzpellettheizungen  $T$ , Gas-Brennwertheizungen  $B$  und PEM-Brennstoffzellen  $P$  verfügbar. Letztere speisen den erzeugten Strom in das Elektrizitätsnetz  $S_1$  ein.

Eine weitere Option sind erdgekoppelte, strombetriebene Wärmepumpen  $GH$ , die als zusätzlicher Verbraucher im Stromnetz  $S_1$  eingebunden sind und deren produzierte NT-Wärme ebenfalls in die Hausbrandnetze eingespeist wird.

Eine nächste Alternative ist ein Anschluss an ein solares Nahwärmenetz  $X_i$ , das im Aufbau Kosten verursacht, wie der Index  $C$  am Netznamen  $X_{i,c}$  in Abb. 9 symbolisiert. In dem solaren Nahwärmenetz sind Solarkollektoren  $ST$  und ein Warmwasserspeicher  $WS$  *verfügbar*; zusätzlich kann eine gasgefeuerte Spitzenlasttechnik  $XS$  verwendet werden.

Die letzte Möglichkeit ist die Nutzung von Wärme aus einem Nahwärmenetz  $N_i$ . Auch der Aufbau dieses Netzes ist mit Kosten verbunden. Als Erzeugungstechniken sind in dem Nahwärmenetz gekoppelte Gas-BHKW  $GB$  und Biogas-BHKW  $BG$  sowie gasgefeuerte Spitzenlastanlagen  $SN$  *verfügbar*.

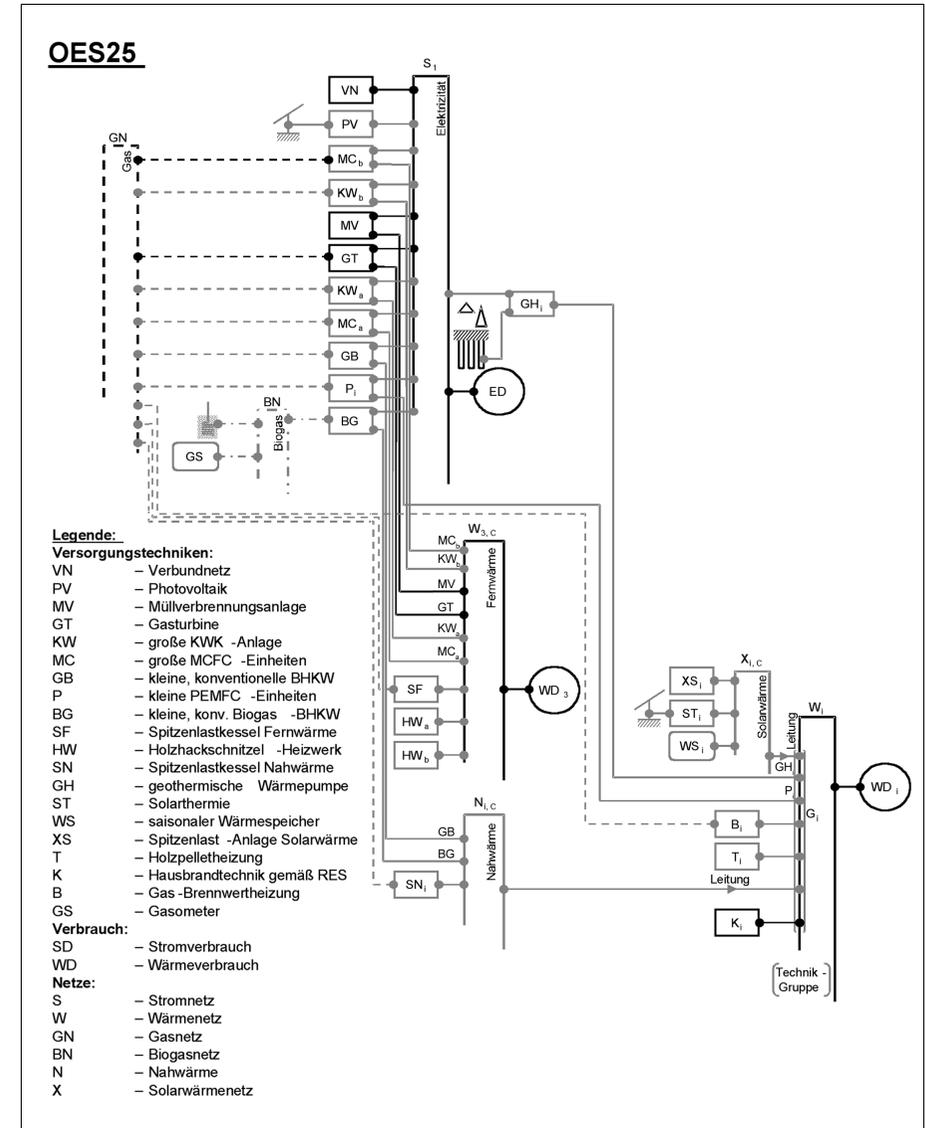


Abb. 9: Netzschema des zukünftigen, optimierten Energiesystems OES25 für Augsburg. Grau dargestellt sind die Techniken und Netze, die in den RES nicht *verfügbar* waren.

Die Umklammerung mit der Bezeichnung *Technik-Gruppe* symbolisiert, dass jede Versorgungstechnik einen festen Anteil der Nachfragekurve nachfahren muss. Damit wird der tatsächlichen Versorgungsweise im Hausbrand Rechnung getragen: In der Gebäudetechnik wird i.d.R. nur eine Heizungsanlage installiert und nicht eine Kombination aus verschiedenen. Deshalb wird in der Optimierung für jede Technik in der *Technik-Gruppe* ein Faktor  $f_i$  ermittelt, der zeigt, welcher Anteil der Endenergienachfrage von welcher Technik gedeckt wird. In Summe über alle  $i$  Techniken müssen sich die Faktoren einer Technik-Gruppe zu eins addieren.

In Abb. 9 ist zu sehen, dass die Fernwärmeversorgung in Wärmenetz  $W_3$  erhalten bleibt. Es sind allerdings eine Reihe von neuen Techniken *verfügbar*. Neben den schon in den RES *verfügbaren* KWK-Techniken Müllverbrennung  $MV$  und Gasturbinen-Heizkraftwerk  $GT$  sind weitere konventionelle KWK-Anlagen  $KW_a$  und  $KW_b$  *verfügbar*, ebenso wie MC-Brennstoffzellen  $MC_a$  und  $MC_b$  auf Erdgasbasis. Als reine Heizwerke sind Holzhackschnitzel-Heizwerke  $HW_a$  und  $HW_b$  sowie eine gasgefeuerte Spitzenlastanlage *verfügbare* Optionen.

Im Elektrizitätsnetz  $S_1$  bleiben letztlich Photovoltaik-Module  $PV$  zu erwähnen, die eine neue Versorgungsmöglichkeit für 2025 darstellen.

Für alle Technologien, insbesondere für die regenerativen Technologien, wie die solaren oder auf biogenen Brennstoffen basierenden Anlagen, sind Abschätzungen des lokalen/regionalen Potentials nötig. Mit dem Umweltmodul wird abgeschätzt, welches maximale, technische Ausbaupotential sich bietet. Die solaren Techniken und die Erdwärmepumpen sind dabei durch die Flächennutzung beschränkt, die biogenen Brennstoff durch ihre regionale Verfügbarkeit sowie ihre Transporteignung [Richter, 2004].

### 3.3.1 Basisszenario OES25<sub>1</sub> z object

Wie auch in den RES werden die einzelnen Techniken durch Parameter wie Kosten für Betrieb, Bau und Brennstoff, durch Nutzungsgrade und Ausbaugrenzen sowie durch spezifische Emissionsfaktoren beschrieben (vgl. im Einzelnen dazu [Richter, 2004]). Im Vergleich zu den RES wurden Kostenentwicklungen, z.B. infolge von Lernkurven und Marktdiffusionsprozessen, unterstellt. Das gilt auch für die technischen Parameter, wie z.B. für den Nutzungsgrad von PV-Modulen oder Solarkollektoren.

Die Kosten- und CO<sub>2</sub>-Optimierungen führen zu den in Abb. 10 dargestellten Anteilen der Erzeugungstechniken an der gesamten Endenergieproduktion bei den drei unterschiedlichen Nachfragen für 2025. Die zu deckenden, kumulierten Nachfragemengen sind wiederum als gerissene Linie eingezeichnet.

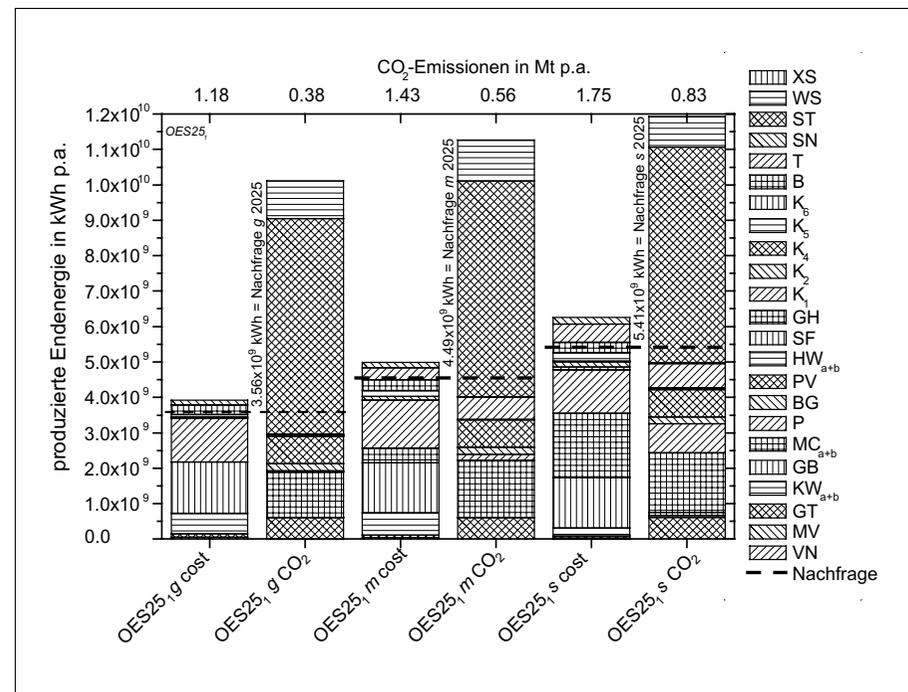


Abb. 10: Zusammensetzung der einzelnen Techniken zur gesamten Endenergieerzeugung für OES25<sub>1</sub> z object bei den unterschiedlichen Nachfragen und jeweils für beide Optimierungsmöglichkeiten

In der Auswertung der in Abb. 10 dargestellten Ergebnisse wird nur auf zwei Aspekte eingegangen. Das ist erstens der markante Unterschied in der gesamten Endenergieproduktion zwischen den Kosten- und CO<sub>2</sub>-Optimierungsrechnungen, und zweitens der bemerkenswert hohe Anteil der KWK an der gesamten Endenergiebereitstellung bei gleichzeitiger relativer Unbedeutendheit des Strombezugs aus dem Verbundnetz  $VN$ .

Der Überschuss an Endenergieproduktion in den emissionsoptimalen Rechnungen ist vor allem auf die Nutzung des solaren Energieangebotes durch die Photovoltaikanlagen und Solarkollektoren zurückzuführen. Da in diesen Rechnungen keine Kostengrenzen formuliert sind, müssen diese Anlagen lediglich installiert werden und liefern das ganze Jahr soviel Endenergie, wie es durch die Einstrahlung vorgegeben ist. Das zeigt sich noch deutlicher in Abb. 11. Dort sind die Monatssummen für die kosten- und CO<sub>2</sub>-optimalen Ergebnisse bei mittlerer Nachfrage im Basisszenario OES25<sub>1</sub> m object gezeigt: in der oberen Darstellung für die Elektrizitätserzeugung, in der unteren für die NT-Wärmeerzeugung.

In Abb. 11 ist zu erkennen, dass die „Überschüsse“ der erzeugten Endenergie bei den emissionsoptimalen Rechnungen OES25<sub>1</sub> m cost (links dargestellte, nach der Endenergieform ge-

trennte Monatssummen der Endenergiebereitstellung) sowohl in der Strom- als auch der NT-Wärmeversorgung vornehmlich in den Sommermonaten zustande kommen. Der zu diesen Zeiten sehr hohe Anteil der solaren Erzeugungstechniken ist wesentlich dafür verantwortlich.

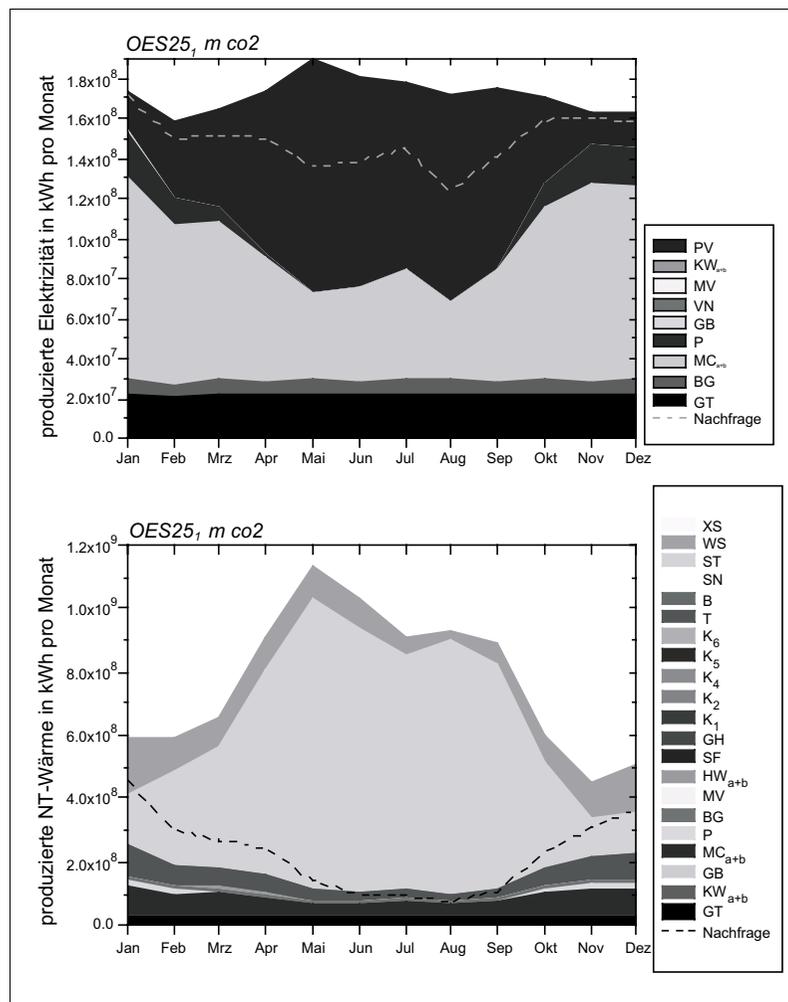


Abb. 11 a: Anteile der einzelnen Techniken an der Bereitstellung von Endenergie in der Rechnung *OES25, m CO<sub>2</sub>* in monatlicher Auflösung, getrennt nach Elektrizität (oben) und NT-Wärme (unten).

Anders gestaltet sich die geringere „Überschussproduktion“ in den kostenoptimalen Rechnungen *OES25, m cost*. Abhängig von der Endenergieform fällt der „Überschuss“ in den Sommermonaten in der NT-Wärme- und in den Wintermonaten in der Elektrizitätsversorgung an. Im kostenoptimalen Fall ist die Ursache der hohe Anteil an KWK-Technologien am ko-

stenoptimalen Erzeugungsmix: Wegen des unterschiedlichen saisonalen Verlaufs der Nachfrage an Elektrizität und NT-Wärme (vgl. Abb. 4) führt ein großer KWK-Anteil zu einem winterlichen Zuviel an NT-Wärme und zu einem sommerlichen Elektrizitätsüberschuss.<sup>6</sup>

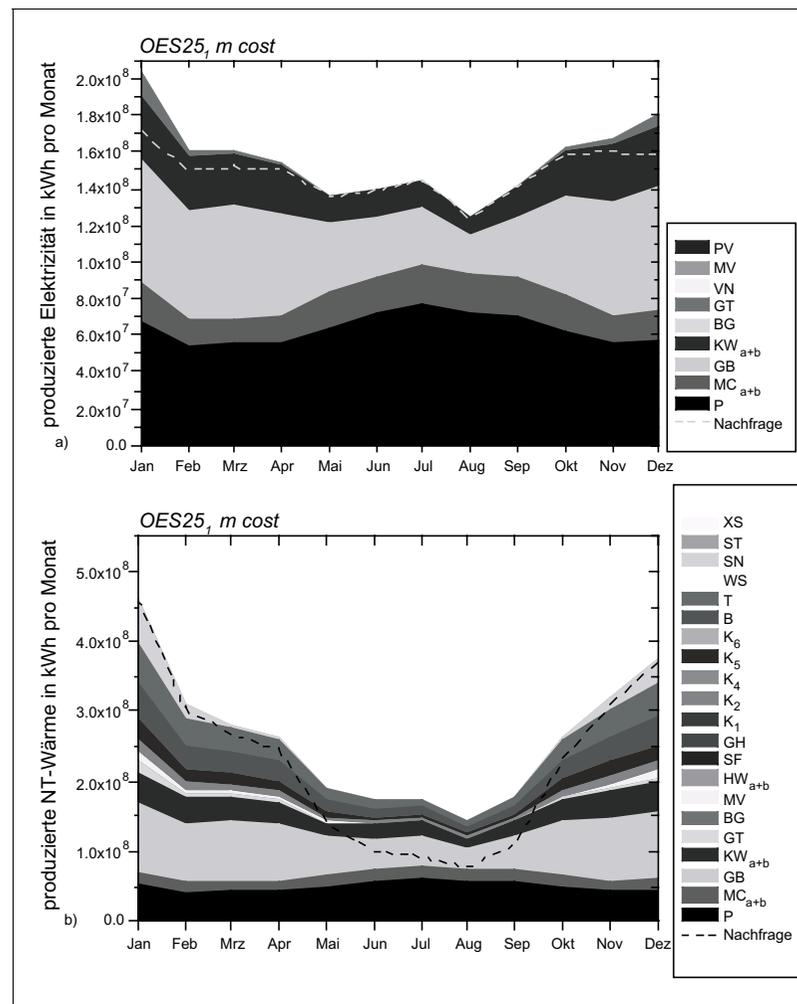


Abb. 11b: Anteile der einzelnen Techniken an der Bereitstellung von Endenergie in der Rechnung *OES25, m cost* in monatlicher Auflösung, getrennt nach Elektrizität (oben) und NT-Wärme (unten).

<sup>6</sup> Wenn bei dieser begrenzten Betrachtung eines vom nationalen System abhängigen, urbanen Energieversorgungssystems von „Überschuss“ in der Endenergiebereitstellung die Rede ist, meint das, dass Energie in Mengen verfügbar ist, die **nicht** in dem abgegrenzten Energiesystem verbraucht werden. In diesem Zusammenhang besteht aber die Möglichkeit, insbesondere Elektrizität in gewissen Grenzen in das Verbundnetz einzuspeisen. Bezüglich der Wärmeenergie sei an dieser Stelle auf den öffentlichen Kraftwerkspark verwiesen, in dem ebenfalls große Abwärmemengen anfallen, die nicht oder nur im geringen Maße genutzt werden (können).

In Abb. 12 sind die Jahresdauerlinien der einzelnen Techniken gezeigt, links wiederum für  $OES25_1 m CO_2$ , rechts für  $OES25_1 m cost$ . Aus diesen wird ersichtlich, dass einige der KWK-Techniken (konventionelle, zentrale KWK-Anlagen  $KW_{a+b}$ , Gas-BHKW  $GB$ , MC-Brennstoffzellen  $MC_{a+b}$  und PEM-Brennstoffzellen  $P$ ) im kostenoptimalen Fall (rechts) Grundlast liefern und eine hohe Laststundenzahl haben. Die Laststunden des Verbundnetzes  $VN$  sind unwesentlich.

Im  $CO_2$ -optimalen Fall (links) sind die Laststunden des Verbundnetzes  $VN$  ebenso unbedeutend, das Gasturbinen-Heizkraftwerk läuft fast dauernd unter Vollast und auch die MC-Brennstoffzellen  $MC_{a+b}$  haben eine hohe Auslastung. Die Holzhackschnitzel-Heizwerke  $HW_{a+b}$  erzeugen die Spitzenlast für das Fernwärmenetz und den solaren Anlagen  $PV$  und  $ST$  fällt eine entsprechend der Einstrahlungsverhältnisse besondere Bedeutung zu. Im Falle des solaren Nahwärmenetzes wird der Wärmespeicher  $WS$  als Tages- und Langzeitspeicher eingesetzt.<sup>7</sup>

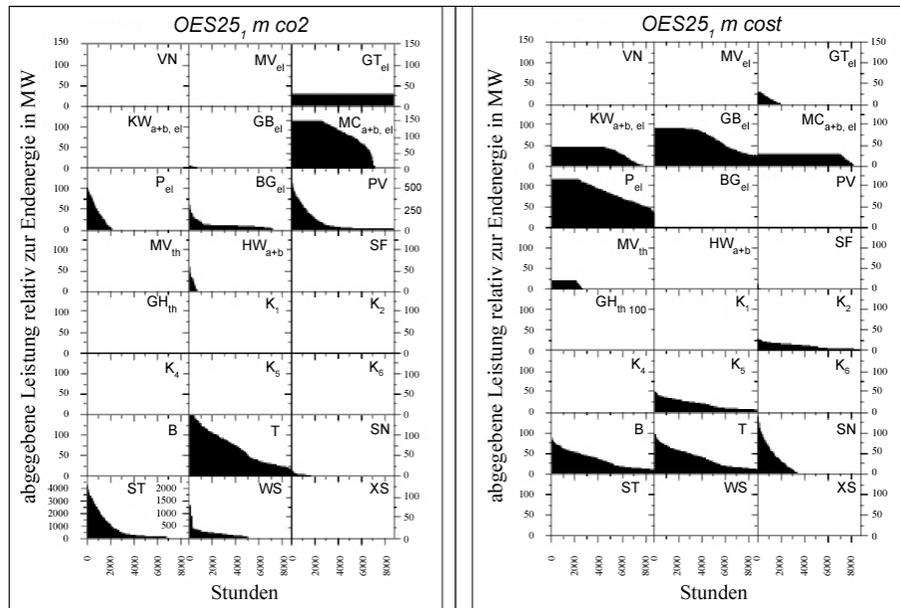


Abb. 12: Dauerlinien der einzelnen Techniken, bezogen auf die Endenergie für die Rechnungen  $OES25_1 m co_2$  (links) und  $OES25_1 m cost$  (rechts). Die Ordinaten der Techniken  $MC$ ,  $PV$ ,  $ST$  und  $WS$  in der linken Abbildung haben eine andere Skala als die übrigen Graphen.

<sup>7</sup> Im Falle der Techniken mit höheren Leistungsabgaben sind z.T. Anpassungen der Ordinatenkala vorzuziehen. Die Skalen der Techniken  $MC$ ,  $PV$ ,  $ST$  und  $WS$  sind in der Darstellung von Abb. 12 links andere, als in der übrigen Abbildung.

### 3.3.2 Kostensensitivitätsrechnung $OES25_s z cost$

Zur Analyse der Auswirkungen von sich verändernden Kosten auf eine eher dezentrale Versorgung mit Endenergie in urbanen Energiesystemen müssen die Kosten für den Bezug von Strom aus dem übergeordneten Verbundnetz variiert werden. Der Strombezug ist in dem zugrunde liegenden Modell des Versorgungssystems Augsburgs durch eine Technik  $VN$  abgebildet. Im Folgenden werden die Kosten, die im Basisszenario  $OES25_1 m object$  für den Bezug von Strom von  $VN$  angenommen wurden, mit einem Faktor  $\sigma$  multipliziert. Dieser Faktor wird  $\sigma < 1$  gewählt, da im Basisszenario Strombezugskosten angesetzt wurden, die eher am oberen Rand einer möglichen Entwicklung zu erwarten sind.

Für die Sensitivitätsrechnungen  $OES25_s m cost$  wurden folgende Werte für  $\sigma$  gewählt:

$s = 3$	–	$\sigma = 0.125$
$s = 5$	–	$\sigma = 0.250$
$s = 7$	–	$\sigma = 0.500$
$s = 9$	–	$\sigma = 0.750$

Da hier nur der Kostenparameter für den Bezug aus dem Verbundnetz verändert wird, alle übrigen Parameter, insbesondere die Emissionswerte aller Techniken identisch sind, sind die  $CO_2$ -Optimierungen identisch mit dem Ergebnissen des Basisszenarios und die Auswirkungen auf die Zusammensetzungen der Techniken zum Endenergiemix können studiert werden.

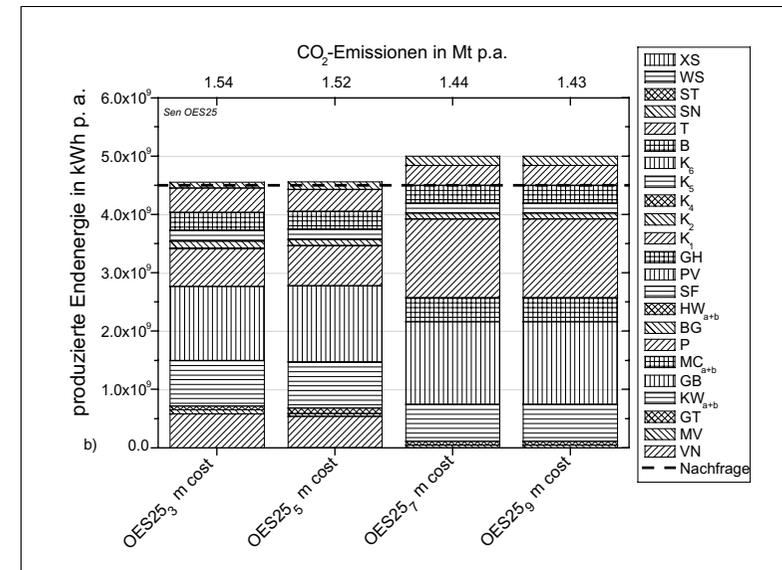


Abb. 13: Zusammensetzung der einzelnen Techniken zur gesamten Endenergieerzeugung für die einzelnen Sensitivitätsrechnungen  $OES25_s m cost$  bei mittlerer Nachfragen

Abb. 13 zeigt die Jahressummen der Technikanteile bei den unterschiedlichen  $\sigma$ -Werten in der gewohnten Weise. Besonders fällt auf, dass in den Sensitivitätsrechnungen  $s = 3$  und  $s = 5$ , also bei einem Achtel bzw. einem Viertel der Strombezugskosten relativ zum Basisszenario, das Verbundnetz  $VN$  einen merklichen Beitrag zur Endenergieproduktion leistet. Dadurch geht zugleich der Anteil der Brennstoffzellen  $MC_{a+b}$  und  $P$  zurück, für die ein Reduktion der spezifischen Installationskosten auf 1 000 €/KW für die MC-Brennstoffzellen bzw. 1 250 €/KW für die PEM-Brennstoffzellen angenommen wurde.

Insgesamt zeigt sich, dass bei geringeren Kosten für den Strombezug aus dem Verbundnetz die Versorgung über dezentrale oder Blockzentrale KWK-Technologien mit der Verteilung der NT-Wärme über ein (Nah-)Wärmenetz verdrängt wird. Ungekoppelte oder auch strombetriebene NT-Techniken, wie Gas-Brennwertheizungen, Holzpellettheizungen oder Wärmepumpen substituieren diese Versorgung.

### 3.4 Vergleich der Szenarien

Nach der Einzeldiskussion werden die Ergebnisse der obigen Rechnungen einander gegenübergestellt und die Ergebnisse der Objektfunktionen miteinander verglichen.

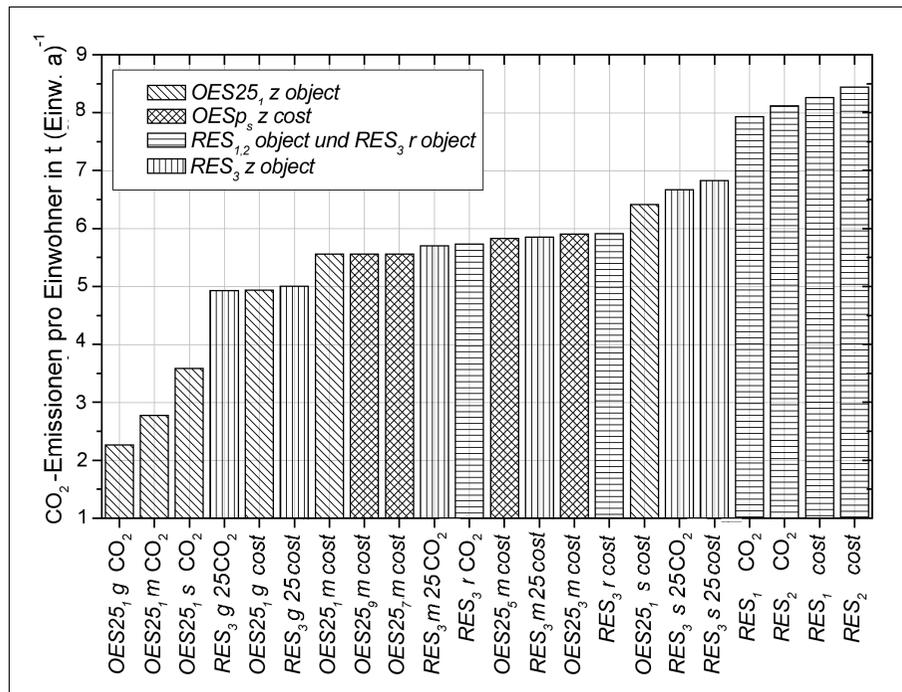


Abb. 14: Einwohnerspezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen für die RES und OES.

Abbildung 14 zeigt eine Gegenüberstellung der aus der Versorgung resultierenden, über ein Jahr kumulierten, einwohnerspezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen. Die Balken können durch das Füllmuster bezüglich der Referenzenergiesysteme RES<sub>1</sub>, RES<sub>2</sub> und RES<sub>3</sub> sowie der Basis- und Sensitivitätsrechnungen für die OES25 unterschieden werden.

Aus der Darstellung ist zu erkennen, dass alle OES, einschließlich der Sensitivitäts-OES, weniger CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Einwohner verursachen, als es in den RES<sub>1</sub> und RES<sub>2</sub> der Fall ist. Wie zu erwarten, liegen die Emissionen der CO<sub>2</sub>-Optimierungen natürlich unterhalb derjenigen der Kostenoptimierungen. Die Emissionsmengen der Sensitivitätsrechnungen (gekreuztes Muster) nehmen mit zunehmendem Anteil des Strombezugs aus dem Verbundnetz (d.h. mit kleiner werdendem  $s$  in der Bezeichnung) zu.

Bemerkenswert ist, dass die Ergebnisse der unterschiedlichen RES<sub>3</sub>-Rechnungen bei den verschiedenen Nachfragen durchaus mit denen der OES25-Rechnungen vergleichbar sind. Zur Erinnerung sei darauf hingewiesen, dass RES<sub>3</sub> ein Energiesystem beschreibt, das sich durch eine vornehmlich ungekoppelte Endenergiebereitstellung durch hocheffiziente Techniken, wie GuD-Kraftwerke und Gas-Brennwertheizungen, auszeichnet.

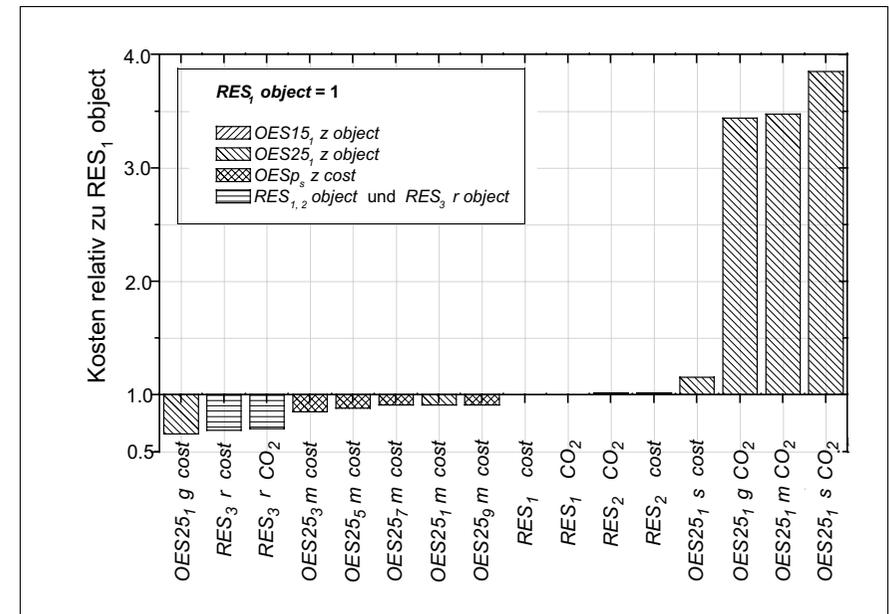


Abb. 15: Erforderliche Kosten für den Aufbau und den einjährigen Betrieb des jeweiligen Systems, relativ zu RES<sub>1</sub>

Abb. 15 zeigt eine Darstellung der erforderlichen Kosten relativ zu RES<sub>1</sub>, um das jeweilige System umzubauen und ein Jahr zu betreiben. Auch diese Gegenüberstellung zeigt das er-

wartete Bild. Die emissionsoptimalen OES25 verursachen im Aufbau und einjährigen Betrieb fast bis zum Vierfachen der Kosten, die nötig waren, um RES<sub>1</sub> zu errichten und ein Jahr zu betreiben. Die Kosten für die kostenoptimalen Basis- und Sensitivitätsrechnungen sind zumindest ähnlich den Kosten für RES<sub>1</sub>; z.T. erfordert der Umbau hin zu dem beschriebenen System sogar weniger Kosten als sie der Aufbau von RES<sub>1</sub> verursachte.

Klar heben sich die Relativkosten für den Ausbau von RES<sub>3</sub> heraus, das zu den kostengünstigen Alternativen zählt und zugleich nennenswerte CO<sub>2</sub>-Einsparungen zur Folge hätte.

Es ist jedoch festzuhalten, dass RES<sub>3</sub> ein reines Referenzsystem ist und im Grunde keine echte Alternative. Es setzt voraus, dass der gesamte (!) Strom- und Wärmebedarf auf Erdgas basierte, in Augsburg selbst erzeugt würde und lediglich die neuesten Techniken mit den höchsten Wirkungsgraden installiert würden.

Dennoch zeigt auch die Berücksichtigung der Luftschadstoffe jenseits von CO<sub>2</sub>, dass RES<sub>3</sub> eine durchaus verträgliche Option darstellt.

Um die lokalen Luftschadstoffbelastung, die von einem Energiesystem ausgehen, beurteilen zu können, werden auf stündlicher Basis Luftschadstoff-Dispersionsrechnungen durchgeführt. Als Rechenwerkzeug im Umweltmodul von URBS wird dazu ein gemäß TALuft 2002 gefordertes Lagrangesches Partikelausbreitungsmodell, AUSTAL2000, verwendet [TALuft, 2002]; [Janicke, 2003].

In AUSTAL2000 Modell für Augsburg wird ein Rechengitter mit 12.5×15 km<sup>2</sup> Ausdehnung, einer Gitterkonstanten von 50 m (= 75 000 Gitterzellen), mit einer realen Geländeoberfläche gemäß digitalem Geländemodell bei realen Witterungsverhältnissen betrachtet. Im Gitter sind 21 Punktquellen entsprechend den Erzeugungspunkten bzw. -schwerpunkten verteilt, die in stündlicher Betrachtungsweise diejenigen Schadstoffmengen emittieren, die sich aus den Optimierungrechnungen des Energietechnikmoduls von URBS ergeben.

Als Ergebnis werden u.a. die mittleren jährlichen Belastungen jeder einzelnen Gitterzelle durch jeden einzelnen Luftschadstoff in der bodennahen Luftschicht berechnet. In Abb. 16 sind diese Belastungen für den Schadstoff *Feinstaub allgemein* (PM) für die Rechnungen RES<sub>1</sub> cost, OES25<sub>1</sub> m cost und RES<sub>3</sub> m cost gezeigt. Die Kreise in der Abbildung kennzeichnen die Lage der Punktquellen relativ zum Koordinatenursprung, der durch das Kreuz markiert ist.

Schon der optische Vergleich zeigt, dass die Feinstaubbelastungen in RES<sub>1</sub> und OES25 ähnlich sind, obwohl in OES25 ein Teil der NT-Wärmeenergie durch dezentrale Holzfeuerung erzeugt wird, für die nur geringe Filteranlagen angenommen wurden. Die Belastungen in RES<sub>3</sub> dagegen sind deutlich geringer. Nicht nur dass in weniger Zellen überhaupt Belastungen

errechnet wurden, sogar die Belastung in den betreffenden Zellen ist um eine ganze Größenordnung geringer, wie die Legenden zeigen.

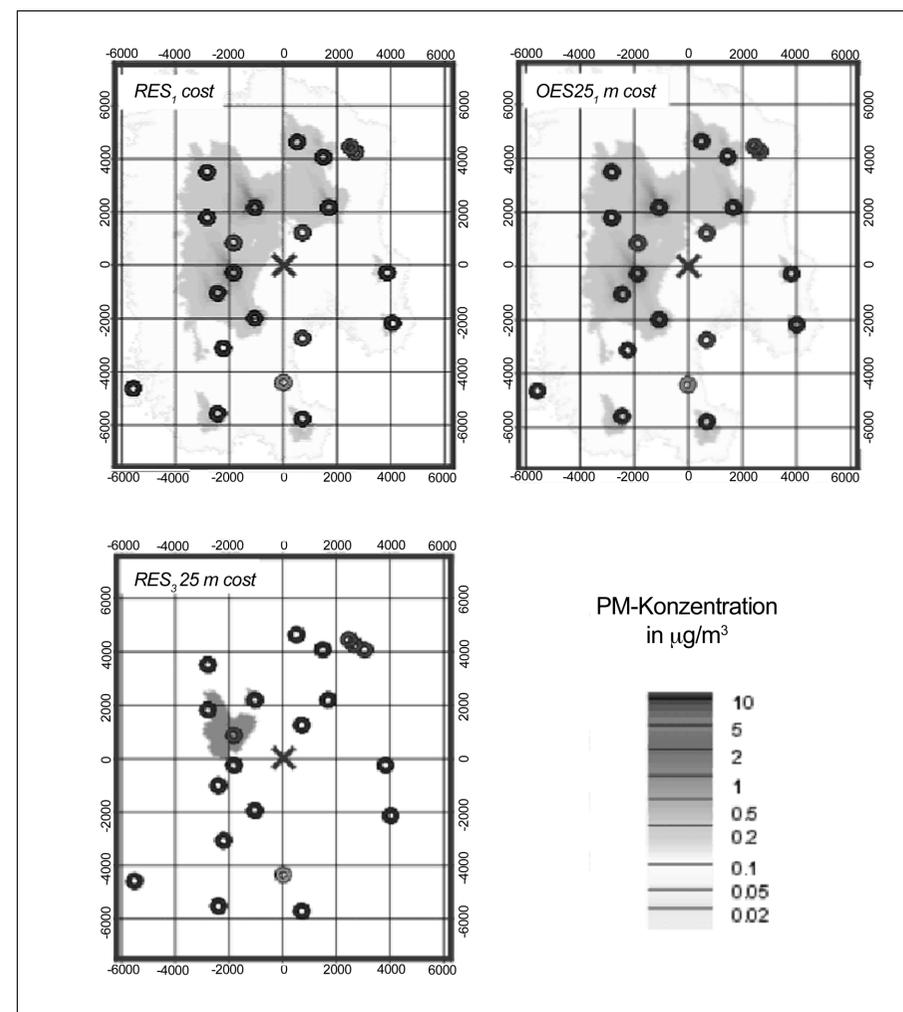


Abb. 16: Mittlere jährliche Konzentration an PM in µg·m<sup>-3</sup> pro Gitterzelle für die Rechnungen RES<sub>1</sub> cost, OES25<sub>1</sub> m cost und RES<sub>3</sub> m cost.

Das Fazit ist, dass durch einen großen Anteil an dezentralen Erzeugungstechniken im Vergleich zum bestehenden System keine wesentlichen Reduktionen der Belastungen durch Luftschadstoffe erzielt werden können. Auch die Ergebnisse der hier nicht explizit dargestellten Ausbreitungsrechnungen von Luftschadstoffen für die Sensitivitätsrechnungen unterscheiden

sich nur unwesentlich von den für *OES25, m cost* gezeigten Ergebnissen. RES<sub>3</sub> ist somit auch bezogen auf diesen Aspekt als ein günstiger Entwicklungspfad zu beurteilen. Trotzdem muss nochmals unterstrichen werden, dass RES<sub>3</sub> schon wegen der Erdgas-Monostruktur nur eine theoretische Option darstellt.

#### 4. Ausblick

In den vorangegangenen Kapiteln wurde die integrale Methode zur Beschreibung und Optimierung urbaner Energiesystem *URBS* vorgestellt und deren Anwendung am Beispiel von Augsburg aufgezeigt.

Der Schwerpunkt der Betrachtungen über die Auswirkungen sich verändernder Stromkosten auf eine dezentrale Energieversorgung in einem urbanen Energiesystem zeigt, dass bei einer hochpreisigen Entwicklung von Strombezugskosten aus dem nationalen Verbundnetz, dezentrale und blockzentrale KWK-Technologien – auch in Nahwärmenetzen – einen Weg hin zu einem unter CO<sub>2</sub>-Emissions- und Kostenaspekten nachhaltigen Energiesystem bieten. Bei einer wesentlich optimistischeren, günstigeren Entwicklung der Stromgestehungskosten werden diese KWK-Technologien jedoch zunehmend von ungekoppelten Konzepten verdrängt. Die dann optimalen Techniken sind große, zentrale Anlagen im öffentlichen Kraftwerkspark zur Stromerzeugung sowie dezentrale Hausbrandtechniken mit einem breit gefächertem Brennstoffmix, der Brennstoff wie Erdgas, Öl bis hin zu Holz in verschiedenen Darbietungsformen umfasst.

In diesem Zusammenhang hat sich die Methode *URBS* als geeignetes Werkzeug erwiesen, um ein urbanes Energiesystem bezüglich unterschiedlichster Aspekt zu untersuchen. Das Energiesystems Augsburg diene dazu, die Methode *URBS* zu entwickeln und zu kalibrieren. In den nächsten Jahren wird *URBS* in einem öffentlich finanzierten Verbundforschungsvorhaben im Rahmen des Hauptprojektes *Strukturoptimierung* verwendet, um das Versorgungssystem der *Fernwärmeschiene Niederrhein, Dinslaken*, zu untersuchen. Die Besonderheit dieses Systems besteht in dem großen Anteil industrieller Abwärme. Für die Fernwärmeschiene sollen mögliche ganzheitliche Entwicklungspfade im Hinblick auf die Auswirkungen zukünftig verfügbarer Technologien wie Brennstoffzellen o.ä. auf das Fernwärmesystem untersucht werden. Zu diesem Zweck wird die technische Analyse um weitere, z.T. komplementäre Werkzeuge ergänzt. So kann gewährleistet werden, dass eine durch die Optimierungen ermittelte Technikkombination und Energieerzeugungsmix auch tatsächlich in das System der vorhandenen Fernwärmeversorgung eingebunden werden kann. Mit dem hydraulischen Netzberechnungsprogramm *sisHYD* sei an dieser Stelle nur auf ein weiteres Werkzeug hingewiesen.

#### Referenzen

[Arbeitsamt Augsburg, 2002]

**Arbeitsamt Augsburg:** *Erwerbslosen- und -tätigenstatistik. 30. Juni 2001.* Augsburg, persönliche Mitteilung von Dirk Broeker, Datenträger, 2002.

[TA Luft, 2002]

**Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit:** *Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz* (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft). GMBI. 2002, H. 25 – 29, S. 511 – 605.

[Elvidge et al., 1997]

**Elvidge, C. D., K. E. Baugh, E. A. Kihn, H. W. Kroehl, E. R. Davis, & C. Davis:** *Relation between satellite observed visible – near infrared emissions, population, and energy consumption.* – in: *Int. J. of Remote Sensing*: 18, 1997, S. 1373 – 1379.

[Hanaki, 1998]

**Hanaki, K. & T. Ichinose:** *Efficient energy use in Japanese cities.* – in: Golany, G.; K. Hanaki & O. Koide (Hg.): *Japanese Urban Environment*, Pergamon Press, S. 178 – 192.

[ifeu, 2004]

**Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu):** *CO<sub>2</sub>-Minderungskonzept für die Stadt Augsburg.* Auszug aus dem Endbericht, im Auftrag der Stadt Augsburg, Augsburg und Heidelberg, 2004.

[Janicke, 2003]

**Janicke, L.:** *AUSTAL2000. Programmbeschreibung zu Version 1.1. Stand 2003-07-07. Entwicklung eines modellgestützten Beurteilungssystems für den anlagenbezogenen Immissionsschutz.* UFOPLAN Forschungskennzahl 20043 256, Dunum, im Auftrag des Umweltbundesamtes Berlin – [online]: <http://www.austal2000.de>, Stand: 2003-09-19.

[Kaminkehrer-Innung, 2002]

**Kaminkehrer-Innung für Augsburg-Schwaben:** *Statistik der Kehrprotokolle privater Hausbrandanlagen für die Stadt Augsburg des Jahres 2001.* Augsburg, persönliche Mitteilung von Erwin Kastenmayer, Datenblätter, 2002.

[Plutzer et al., 2000]

**Plutzer, C., A. Grübler, V. Stojanovic, L. Riedl & W. Pospischil:** *A GIS-based Approach for Modeling the Spatial and Temporal Development of Night-time lights.* – in: Strobl, J., T. Blaschke & G. Griesebner (Hg.): *Angewandte Geographische Informationsverarbeitung XII.* Beiträge zum AGIT-Symposium, Salzburg, Wichmann Verlag, Heidelberg, 2000.

[Richter, 2003]

**Richter, S.:** *Das Stadtentwicklungsmodul in der integralen Methode URBS – Beschreibung und erste Ergebnisse am Beispiel Augsburg.* Augsburg (= Stadt Augsburg, Referat Oberbürgermeister, Amt für Stadtentwicklung und Statistik (Hg.): *Beiträge zur Stadtentwicklung, Stadtforschung und Statistik.* 22/2003), 2003.

[Richter et al., 2003]

**Richter, S. & T. Hamacher:** *Die integrale Methode URBS zur Beschreibung und Optimierung urbaner Energiesysteme,* – in: M. Keilhacker (Hg.): *Optionen für die Energie der Zukunft.* 11 Vorträge der Tagung in Hannover. Deutsche Physikalische Gesellschaft – Arbeitskreis Energie, DPG-Physikertagung, Hannover, März 2003.

[Richter, 2004]

**Richter, S.:** *Entwicklung einer Methode zur integralen Beschreibung und Optimierung urbaner Energiesysteme. Erste Anwendung am Beispiel Augsburg.* Dissertation, MPI für Plasmaphysik, Universität Augsburg, 2004.

[Santamouris, 2001]

**Santamouris, M.:** *The energy impact of the urban environment.* – in: ders. (Hg.): *Energy and climate in the urban built environment.* James & James, London, 2001, S. 97 – 109.

[Stadt Augsburg, 2002]

**Stadt Augsburg, Referat für Stadtentwicklung, Wirtschaftsförderung und Liegenschaften, Amt für Stadtentwicklung und Statistik (Hg.):** *Ergebnisse der Volkszählung 1987. Statistische Daten für Augsburg 2000. Fortschreibung der Volkszählung 1987.* Augsburg, persönliche Mitteilung des Amtes für Stadtentwicklung und Statistik, Datenblätter, 2002.

[StaWa, 2003]

**Stadtwerke Augsburg:** *Umweltfreundliche Gasturbine für Augsburg, Grundstein gelegt – Start voraussichtlich im Frühjahr nächsten Jahres.* Pressemitteilung pm 32-03 der Stadtwerke Augsburg Holding GmbH, Augsburg, 2003-06-02.

[DeStatis, 2002]

**Statistisches Bundesamt:** *Bewohnte Wohneinheiten in Wohngebäuden und sonstigen Gebäuden mit Wohnraum nach Belegung und Fläche.* –

[online]: <http://www.destatis.de/basis/d/bauwo/wositab2.htm>, Stand: 2002-11-13.

[UN China, 2001]

**UN China – United Nations in China (2001):** *Environment and Energy.* – in: [online] <http://www.unchina.org/theme/html/environment.shtml>, 2003-06-23, 6:24.

[WCED, 1987]

**World Commission on Environment and Development:** *Our CommonFuture.* Oxford University Press, New York (= Brundtland-Bericht), 1987.

[Welch, 1980]

**Welch, R.:** *Monitoring urban population and energy utilization patterns from satellita data.* – in: *Remote Sensing of Environment:* 9, 1980, S. 1 – 9.



## ANSCHRIFTEN DER VORTRAGENDEN UND DES HERAUSGEBERS

### **Helmut Alt**

RWE Rhein-Ruhr AG  
Standort Düren  
Neue Jülicher Straße 60, D-52353 Düren  
E-Mail: [helmut.alt@rwe.de](mailto:helmut.alt@rwe.de)

### **Gerhard Bohrmann**

Fachbereich Geowissenschaften  
Universität Bremen  
Klagenfurterstr.  
D-28334 Bremen  
Email: [gbohrmann@uni-bremen.de](mailto:gbohrmann@uni-bremen.de)

### **Andreas Düser**

ENERCON GmbH  
Vertriebsbüro Ense  
Oesterweg 9  
D-59469 Ense  
E-mail: [Andreas.Dueser@enercon.de](mailto:Andreas.Dueser@enercon.de)

### **Thomas Hamacher**

Max-Planck-Institut für Plasmaphysik  
Boltzmannstr. 2  
D-85748 Garching  
E-Mail: [hamacher@ipp.mpg.de](mailto:hamacher@ipp.mpg.de)

### **Thomas Happe**

AG Photobiotechnologie  
Lehrstuhl Biochemie der Pflanzen  
Ruhr-Universität Bochum  
Universitätsstr. 150  
D-44801 Bochum  
E-mail: [Thomas.Happe@rub.de](mailto:Thomas.Happe@rub.de)

### **Eberhard Jochem**

Centre for Energy Policy and Economics (CEPE)  
ETH-Zürich  
WEC 11  
CH-8092 Zürich  
E-mail: [ejo@isi.fhg.de](mailto:ejo@isi.fhg.de)

### **Martin Keilhacker**

Kapellengartenstr.11  
D-81247 München  
E-Mail: [Martin.Keilhacker@SoftDesign.de](mailto:Martin.Keilhacker@SoftDesign.de)

### **Ulrich Krugmann**

Framatome ANP GmbH  
Freyeslebenstr. 1  
D-91058 Erlangen  
E-mail: [Ulrich.Krugmann@framatome-anp.de](mailto:Ulrich.Krugmann@framatome-anp.de)

### **Kurt Kugeler**

Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik  
Forschungszentrum Jülich GmbH  
D-52425 Jülich, und  
Lehrstuhl für Reaktorsicherheit und -technik  
RWTH Aachen  
D-52062 Aachen  
E-mail: [kugeler@lrst.rwth-aachen.de](mailto:kugeler@lrst.rwth-aachen.de)

### **Katrin Müller**

AG Photobiotechnologie  
Lehrstuhl Biochemie der Pflanzen  
Ruhr-Universität Bochum  
Universitätsstr. 150  
D-44801 Bochum  
E-mail: [Katrin.Muellner@ruhr-uni-bochum.de](mailto:Katrin.Muellner@ruhr-uni-bochum.de)

**Arthur G. Peeters**

Max-Planck-Institut für Plasmaphysik  
 Boltzmannstr. 2  
 D-85748 Garching  
 E-Mail: arp@ipp.mpg.de

**Stephan Richter**

GEF Ingenieur AG  
 Ferdinand-Porsche-Str. 4a  
 D-69181 Leimen  
 E-Mail: stephan.richter@gef.de

**Franz X. Söldner**

Directorate General Energy and Transport  
 European Commission  
 Rue De Mot 24  
 B-1040 Bruxelles  
 E-mail: Franz-Xaver.Soeldner@cec.eu.int

**Ulrich Stimming**

Physik-Department E19  
 Technische Universität München  
 James-Franck Str.  
 D-85748 Garching  
 E-Mail: Ulrich\_Stimming@ph.tum.de

**Erwin Suess**

Leibniz Institut für Meereswissenschaften  
 Christian-Albrechts Universität Kiel  
 Wischhofstr. 1-3  
 D-24148 Kiel

**Tore A. Torp**

Statoil Research Centre  
 Rotvoll  
 N-7005 Trondheim  
 E-mail: tat@statoil.com

**Cornelia Viertl**

Referat Z III 3: Wasserkraft und Windenergie  
 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit  
 D-11055 Berlin  
 E-mail: cornelia.viertl@bmu.bund.de

**VORTRÄGE 1996-2003****60. Physikertagung Jena 1996**

R. Linkohr

Deutsche Energiepolitik im europäischen Trend?

G. Berz

Zunahme der Naturkatastrophen: Auswirkungen der Klimaänderungen?

U. Elsenberger

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

Sonnenergie – 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 CO<sub>2</sub>-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 Spirkel

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. Hurler, R. Lüdemann, S. Reber, W. Wettling

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. Gompfer 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 Windkrafteinspeisung  
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)

Die Vorträge können einzeln oder im Tagungsband bezogen werden, solange der Vorrat reicht, über die Herausgeber [Martin.Keilhacker@softdesign.de](mailto:Martin.Keilhacker@softdesign.de) und [Walter.Blum@cern.ch](mailto:Walter.Blum@cern.ch).