

Energie

Forschung und Konzepte

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Berlin 2014

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Vorträge auf der Berliner DPG-Tagung (2014)

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

Die Grafik des Titelblatts wurde unter Verwendung von Abbildungen aus den Beiträgen von M. Kosinowski, A. Moser und M. Noe mit freundlicher Genehmigung der Autoren gestaltet.

Energie

Forschung und Konzepte

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Berlin 2014

Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Bad Honnef, September 2014

Frühjahrstagung des Arbeitskreises Energie
in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft
Berlin, 17. bis 19. März 2014

Haupt- und Fachvorträge

Inhaltsverzeichnis

Einleitung	7
Introduction	8
Übersicht über die Fachsitzungen	9
Abstracts	10
Die Rolle der Bioenergie in einer nachhaltigen Energieversorgung - <i>vorgetragen von Daniela Thrän</i>	20
An overview of the recent wind turbine development: small was beautiful but bigger is better - <i>presented by Po Wen Cheng</i>	33
The importance of electrochemistry for the development of sustainable mobility - <i>presented by Jochen Friedl</i>	44
Netzintegration Erneuerbarer Energien - Konsequenzen für Übertragungs- und Verteilnetze - <i>vorgetragen von Albert Moser</i>	57
Supraleitung in der Energietechnik: Welche Perspektiven eröffnen sich? - <i>vorgetragen von Mathias Noe</i>	70
Schiefergas: Potenziale, Ressourcen und Umweltaspekte - <i>vorgetragen von Michael Kosinowski</i>	84
Gashydrate: Perspektiven und Risiken für Energiegewinnung und CO ₂ -Speicherung - <i>vorgetragen von Judith M. Schicks</i>	92
International role of nuclear fission energy generation, status and perspectives - <i>presented by Robert Stieglitz</i>	105
Trägheitsfusion - Stand der Forschung - <i>vorgetragen von Markus Roth</i>	125
Energy-level and electronic-coupling fluctuation control of biomolecular and small- molecule charge transfer reactions - <i>presented by Spiros S. Skourtis</i>	132

Der vorliegende Band ist in einer Internetversion abrufbar auf der Webseite der DPG:

<http://www.dpg-physik.de>

Präsentationsfolien der meisten auf der Tagung gehaltenen Vorträge sind zugänglich unter:

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

This volume is available for download from the website of the DPG:

<http://www.dpg-physik.de>

For most presentations a collection of viewgraphs is accessible via the following link:

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

Einleitung

Dieser Band versammelt Beiträge, die zu Vorträgen im Rahmen der Sitzungen des Arbeitskreises Energie (AKE) auf der Jahrestagung der Deutschen Physikalischen Gesellschaft vom 17. – 19. 3. 2014 in der Humboldt Universität zu Berlin ausgearbeitet wurden. Sie befassen sich mit Herausforderungen, die der Umbau hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung stellt, sowie mit Fortschritten bei Energietechnologien, die von der physikalischen, biologischen und chemischen Forschung erzielt worden sind.

Im Bereich der Erneuerbaren Energien kommt große Bedeutung der Energie aus Biomasse zu, die als von aktuellen meteorologischen Bedingungen unabhängige Quelle einen wichtigen Beitrag leisten müssen, um die Fluktuationen von Wind- und Sonnenenergie zu kompensieren. Ihr und der Windenergie sind Beiträge in diesem Band gewidmet.

Elektromobilität wird als entscheidend für klimaneutralen und sauberen Transport angesehen. Hier spielen elektrochemische Komponenten wie Batterien und Brennstoffzellen eine zentrale Rolle; aktuelle Entwicklungen und Potentiale werden in einem Beitrag diskutiert.

Von großer Dringlichkeit für Deutschland (und andere Länder) ist der Ausbau der elektrischen Netz- und Übertragungskapazität, der in der politischen Gestaltung der deutschen Energiewende über lange Zeit vernachlässigt worden ist, obwohl gerade er von entscheidender Bedeutung ist. Konzepte für die Netzintegration (insbesondere fluktuierender) dezentraler erneuerbarer Energien werden dargestellt und Konsequenzen diskutiert. Für verlustarme Netz- und Übertragungstechnik wie auch für andere Energietechnologien spielen supraleitende Komponenten eine zunehmend wichtige Rolle, die ebenso wie der Ausblick auf neue Möglichkeiten mittels Hochtemperatursupraleitern betrachtet wird.

International ist eine rasante Zunahme der Nutzung unkonventioneller fossiler Energiequellen zu beobachten. Die Förderung von Schiefergas lässt die USA auf dem Weltmarkt von einem Nettoimporteur zu einem Exporteur von Erdgas werden – man spricht sogar davon, dass die USA zukünftig insgesamt Nettoexporteur von Energie werden könnten. Diese Entwicklung und die Diskussion in Deutschland und Europa zur Schiefergasnutzung und zu möglichen damit verbundenen Risiken und Umweltbeeinträchtigungen werden ebenso betrachtet wie das Potential der großen Gashydratvorkommen insbesondere in den Schelfgebieten der Kontinente, die langfristig eine ähnliche Bedeutung erlangen könnten, sich gegenwärtig aber noch in der frühen Forschungs- und Explorationsphase befinden.

Nach wie vor ist auch die Kernspaltungsenergie von wachsender Bedeutung auf der internationalen Bühne. Sie wird hier ebenso diskutiert, wie die langfristig orientierten Forschungen und Entwicklungen der Kernfusion, diese am Beispiel der jüngsten Ergebnisse zur Fusion mit Trägheitseinschluss an der National Ignition Facility in Livermore, USA.

Der Arbeitskreis beteiligte sich auch an zwei fachverbandsübergreifenden Symposien, deren eines zum Thema „Physics for the energy turn“ sich insbesondere an Schüler und Lehrern wandte. Das zweite, „Rare events, from supervolcanoes to charge transfer reactions“, betrachtete seltene Ereignisse von unterschiedlicher Art in ganz verschiedenen Systemen, denen aber gemeinsam ist, dass sie trotz ihrer Seltenheit wesentlich die Evolution des jeweiligen Systems mitbestimmen. Zu den Vorträgen dieses Symposiums ist hier eine Ausarbeitung zu Ladungsaustauschreaktionen in biologischen Systemen aufgenommen.

Leider, und das ist wie stets bedauerlich, waren nicht alle Redner bereit oder in der Lage, die vorgetragenen Forschungsergebnisse hier zu dokumentieren, deshalb sind auch die Abstracts aller Vorträge aufgenommen. Umso mehr sei den Autoren, die zu diesem Band beigetragen haben, an dieser Stelle sehr herzlich gedankt.

Introduction

This volume is dedicated to articles which were written on the basis of material which was presented in the sessions of the Energy Working Group in the German Physical Society at its Annual General Meeting which took place in the premises of the Humboldt-University at Berlin from March 17 – 19, 2014. Thematically the contributions deal with aspects of the transition towards a sustainable energy system and the associated progress in energy technologies based on research in physics, chemistry and biology.

With regard to renewable energies biomass has a particular role as an energy source which is available independently from meteorological conditions and therefore is able to, and must, compensate the fluctuating input from wind and solar energy. These aspects and developments in wind turbine technologies are presented in two contributions..

Electromobility is expected to play a major role for clean and climate neutral transport. Electrochemical components, such as batteries and fuel cells, play a central role; current developments and perspectives are addressed in an article.

Although having received little attention in the political design of the transition towards a sustainable energy system, strengthening and adapting the grid and transmission capacity is a challenge of crucial relevance in Germany (and other countries) for the integration of (in particular fluctuating) decentralized renewable electricity production. Concepts and consequences are presented and discussed. Technically, superconductivity is of increasing importance for the development of electrical transmission systems with low dissipation. Corresponding developments as well as those oriented towards other energy technologies are presented, in particular also with regard to perspectives emerging from the progress in high temperatures superconductors.

Internationally, one can observe an impressive expansion in the exploitation of non-conventional fossil energy sources. The production of shale oil and gas in the US has made this country from a net importer to an exporter of natural gas. Predictions exist that the US could even become an overall net exporter of energy. These developments and the discussion regarding unconventional gas production, associated risks and environmental concerns in Germany and Europe are presented. Also the potential of the large gas hydrate resources in the shelf sea regions around the continents and elsewhere is described in a contribution. Albeit still in an early stage of research and pilot exploration, gas hydrates could attain in the long run a relevance similar to the current one of shale gas.

Internationally, nuclear fission energy continues to be of growing importance. Status and developments in this field are presented. Furthermore the longterm-oriented research in nuclear fusion is addressed with regard to recent results in inertial confinement fusion at the National Ignition Facility in Livermore, USA.

At the Conference, the Energy Working Group participated with other divisions in the organization of two symposia. One was dedicated to “Physics for the Energy Turn”, addressing pupils and teachers, the other one to “Rare Events, from Supervolcanoes to Charge Transfer Reactions”. Rare processes in charge transfer reactions in biological systems are presented here in a paper, demonstrating that these processes, despite their rareness, have a strong influence on the control of the reactions altogether in such a system.

This volume contains also the abstracts of all talks since, regrettably, not all speakers were willing or able to contribute to this volume with written elaborations of their presentations. All the more I wish to express my cordial thanks to all authors who have contributed to this volume.

Übersicht über die Fachsitzungen des Arbeitskreises Energie

AKE 1.1 – 1.1	Mo 08:30 – 09:15	Meeting the Energy Challenge, Plenary Talk
AKE 2.1 – 2.1	Mo 10:30 – 11:00	Erneuerbare Energie 1 – Geothermie
AKE 3.1 – 3.2	Mo 11:00 – 12:00	Erneuerbare Energie 2 – Bioenergie
AKE 4.1 – 4.1	Mo 12:00 – 12:30	Energiewirtschaftliche Aspekte
AKE 5.1 – 5.5	Mo 14:00 – 16:00	Physics for the Energy Turn (Symposium)
AKE 6.1 – 6.2	Mo 16:30 – 17:30	Netze, Übertragungstechnik
AKE 7.1 – 7.2	Mo 17:30 – 18:30	Kernfusion
AKE 8.1 – 8.1	Di 10:30 – 11:00	Erneuerbare Energie 3 – Meeresenergie
AKE 9.1 – 9.2	Di 11:00 – 12:00	Erneuerbare Energie 4 – Photovoltaik
AKE 10.1 – 10.1	Di 12:00 – 12:30	Kernspaltungsenergie
AKE 11.1 – 11.2	Di 14:00 – 15:00	Erneuerbare Energie 5 – Windenergie
AKE 12.1 – 12.2	Di 15:00 – 16:00	Fossile Brennstoffe
AKE 13.1 – 13.3	Di 16:30 – 17:30	Mobilität
AKE 14.1 – 14.2	Di 17:30 – 18:00	System Aspects and Modelling
AKE 15.1 – 15.4	Mi 16:30 – 18:30	Symposium on Rare Events: Optimal Solutions and Challenges – from Charge Transfer Reactions to Supervolcanoes

Abstracts

aller gehaltenen Vorträge der Berliner Tagung des Arbeitskreises Energie¹

AKE 1.1 (Plenary Talk): Meeting the Energy Challenge — •STEVE CHU — Stanford University

Science and technology has profoundly transformed the lives of much of humanity. The industrial and agricultural revolutions are also changing the future destiny of the world. I will discuss the necessity, challenges, and opportunities in innovation and policy that will be needed to transition to a sustainable future.

AKE 2.1: Geothermie: Techniken und Perspektiven für die Wärme- und Stromerzeugung — •KEMAL ERBAS, ERNST HUENGES und OLIVER KASTNER — International Centre for Geothermal Research, Helmholtz Centre Potsdam - GFZ German Research Centre for Geosciences, Potsdam, Germany

Geothermische Energie kann in Deutschland aus tieferen Lagerstätten (Tiefe Geothermie) für größere Wärmenetze und für die Stromerzeugung genutzt werden, auch Kombinationen sind möglich. Die Technologien zur Nutzung der Tiefen Geothermie erfordern in der Regel jeweils mindestens eine Förder- und eine Schluckbohrung, die bedarfsgerecht Energie mit ausreichender Temperatur aus einer tiefen Erdwärmelagerstätte erschließt.

Auch in Deutschland liegen viele Ballungsgebiete in Gebieten mit geothermisch attraktiver Geologie, deren Potential bisher jedoch häufig ungenutzt ist. Dieses Potential ist gewaltig - die Versorgung der Städte mit Wärme erfolgt bisher jedoch fast ausschließlich aus fossilen Brennstoffen.

In dem Vortrag vergleichen wir Erschließungsbedingungen dieser hydrothermalen Reservoirs mit der Nutzung von Wärmelagerstätten in Gebieten mit aktivem Vulkanismus am Beispiel Indonesiens. Die spezifischen technischen Herausforderungen und verschiedenartigen Nutzungskonzepte werden herausgearbeitet.

AKE 3.1: Die Rolle der Bioenergie in einer zukunftsfähigen Energieversorgung — •DANIELA THRÄN — Helmholtzzentrum für Umweltforschung, Leipzig, Deutschland — DBFZ gGmbH, Leipzig, Deutschland — Universität Leipzig, Leipzig, Deutschland

Energie aus Biomasse ist gegenwärtig der wichtigste erneuerbare Energieträger in Deutschland, Europa und weltweit. Technisch ist sowohl die Umwandlung in Strom und Wärme als auch in verschiedene Kraftstoffe erprobt bzw. in der Entwicklung. Jedoch ist die Effizienz der Biomassebereitstellung begrenzt und die energetische Verwendung unterliegt vielfältigen Nutzungskonkurrenzen mit Nahrung, Futtermittel und nachwachsenden Rohstoffen. Vor diesem Hintergrund ist die Frage, wo und wie künftig Biomasse im Energiesystem effizient und umweltverträglich eingesetzt werden sollte, von zunehmender Bedeutung. Schlüsselbereiche für Bioenergie in einer zukunftsfähigen Energieversorgung sind beispielsweise die flexible Strombereitstellung in einer zunehmend auf Wind und Sonne basierenden Stromversorgung, der Einsatz als Flugkraftstoff, die gekoppelte stoffliche und energetische Nutzung und neuartige Kombinationen mit anderen erneuerbaren Energieträgern.

¹ Ohne das Symposium „Physics for the Energy Turn“. Vortragende sind mit einem • vor dem Namen bezeichnet. Soweit nicht anders angegeben, sind die Vorträge Hauptvorträge.

Im Beitrag werden diese Möglichkeiten näher beschrieben und hinsichtlich Rohstoffbedarf, Kosten und Umweltverträglichkeit eingeordnet. Abschließend wird skizziert, wann welche Option für die Transformation des Energiesystems relevant ist und welche Rahmenbedingungen die avisierten Entwicklungen unterstützen können.

AKE 3.2: New Green Chemistry: Methangewinnung durch phototrophe Mikroalgen ohne Biomassebildung — •CHRISTIAN WILHELM — Universität Leipzig, 04103 Leipzig, Johannisallee 23

Systematische physiologische Analysen über den limitierenden Schritt bei der Umwandlung des Sonnenlichts in Biomasse haben gezeigt, dass die hauptsächlichsten Verluste bei der Umwandlung des photosynthetisch erzeugten Zuckers in die zellulären Biomasse auftreten. Diese Verluste sind aus physikalischen Gründen kaum durch *metabolic engineering* zu vermindern. Zusätzlich reduziert der Energieaufwand für die Algenkultur, Ernte und für das Refinement die Effizienz der Energieumwandlung. Ursache dafür ist das ungünstige Verhältnis von Massenvolumenstrom und Energiedichte. Ausgehend von diesen Ergebnissen wurde der Ansatz der *New Chemistry* entwickelt. Er zeichnet sich durch zwei grundsätzlich andersartige Konstruktionsmerkmale aus: (1) Anstelle einer Suspensionstechnologie werden die Algen als Biofilm kultiviert, und damit der Massenstrom um mehrere Zehnerpotenzen vermindert. (2) Es werden die metabolischen Kosten der Biomassebildung umgangen, indem der über die Photosynthese fixierte Kohlenstoff der Zelle entnommen und in einem zweiten Kompartiment mikrobiell in Methan umgesetzt wird. Der Vortrag zeigt die Konstruktionsmerkmale des Reaktors, den Entwicklungsstand und die Perspektiven. Die Ergebnisse belegen die Machbarkeit des Konzepts und beschreiben das Potential einer biomasse-freien Biotechnologie, die in der Zukunft einen Durchbruch für die Bereitstellung von speicherbarer Energie und industriellen Rohstoffen darstellen kann.

AKE 4.1: Wie sollte der Strommarkt gestaltet werden? Herausforderungen und Konzepte — •FELIX HÖFFLER — Universität zu Köln, Köln, Deutschland

Stromversorgung soll sicher, preisgünstig und umweltverträglich sein. Das stellt hohe Anforderungen an das "Marktdesign": Märkte sollen dem Wettbewerb geöffnet und diskriminierungsfreier Zugang zu Netzen gewährleistet werden; Märkte sollen negative Externalitäten durch die Bepreisung von CO₂ internalisieren; Kraftwerke sollen privat finanziert werden, es sollen aber immer genügend Kapazitäten vorhanden sein, um Blackouts zu vermeiden.

Der Vortrag versucht, Kernelemente des Marktdesigns zu veranschaulichen: Die Wirkung von Liberalisierung und Regulierung, das Zusammenspiel von Klimapolitik und Förderung Erneuerbarer Energien, die Diskussion um sogenannte "Kapazitätsmechanismen" zur Sicherstellung von Versorgungssicherheit und die Bedeutung eines europakonformen Gestaltungsansatzes.

AKE 5.1: Netzintegration Erneuerbarer Energien - Konsequenzen für Übertragungs- und Verteilnetze — •ALBERT MOSER — Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen, Schinkelstraße 6, 52056 Aachen

Der zunehmende Anteil erneuerbarer Energien führt zu veränderten Aufgaben und erfordert neue innovative Betriebsmittel und angepasste Betriebsführungskonzepte für unserer Übertragungs- und Verteilnetze. Übertragungs- und Verteilnetze sind auszubauen, um die teilweise gestiegenen Lastflüsse technisch bewältigen zu können. Die Spannungshaltung in den Übertragungs- und Verteilnetzen ist stark durch die Änderung der Erzeugungsstruktur

betroffen. Innovative Betriebsmittel wie die Hochspannungs-Gleichstromtechnik, Kompensationsanlagen und rotierende Phasenschieber bieten sich als Lösungen im Übertragungsnetz, regelbare Ortsnetztransformatoren sowie eine erweiterte Blindleistungsbereitstellung und -steuerung dezentraler Erzeugungsanlagen bieten sich als Lösung in den Verteilnetzen an. Zum Management bestehender Netzengpässe wie grundsätzlich auch zur Spannungshaltung wird aber auch ein seltenes Abregeln der Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien vorgeschlagen. Insgesamt stellt die Bilanzierung des Systems, d.h. der jederzeitige Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch, aufgrund der hohen Volatilität und Dargebotsabhängigkeit der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien eine neue Herausforderung dar. Lastmanagement, Flexibilisierung der Einspeisung Erneuerbarer Energien, flexible Kraftwerke und Speicher werden hier zukünftig Beiträge liefern müssen.

AKE 5.2: Supraleitung in der Energietechnik: Welche Perspektiven eröffnen sich? —

•MATHIAS NOE — Karlsruher Institut für Technologie

Seit der Entdeckung der Hochtemperatur-Supraleitung in 1986 durch Bednorz und Müller ergab sich ein schneller Fortschritt bei der Entwicklung technisch anwendbarer Leiter. Heute sind Drähte und Bänder aus Hochtemperatur-Supraleitern soweit verfügbar, dass die erfolgreiche Entwicklung von großen Demonstratoren und Prototypen für Kabel, Transformatoren, Generatoren, magnetische Energiespeicher und Strombegrenzer bereits ermöglicht wurde. Nachhaltige, zuverlässige und effiziente Elektroenergiesysteme sind eine zwingende Voraussetzung für jede Gesellschaft und supraleitende Betriebsmittel und Komponenten besitzen das Potential, hier zukünftig einen wesentlichen Beitrag zu leisten. Bei den konventionellen Betriebsmitteln wie Kabeln, Transformatoren und Generatoren ermöglicht die Supraleitung kompakte und effiziente Lösungen mit verbesserten Betriebseigenschaften. Darüber hinaus ergeben sich durch den supraleitenden magnetischen Energiespeicher und den supraleitenden Strombegrenzer neuartige Funktionalitäten, die bisher nicht vorhanden sind. Dieser Beitrag skizziert kurz Motivation und Bedarf für neue Technologien und stellt dann den Stand der Entwicklung supraleitender energietechnischer Komponenten dar. Ein wesentlicher Teil des Vortrages besteht in der Darstellung von Anwendungsbeispielen und dem Ausblick auf zukünftige Entwicklungs- und Anwendungsmöglichkeiten.

AKE 7.1: Status and Prospects of Nuclear Fusion Using Magnetic Confinement —

•HARTMUT ZOHRM — Max-Planck-Institut fuer Plasmaphysik, 85748 Garching

Studies of magnetically confined plasmas for nuclear fusion have made considerable progress in both fundamental understanding and development of technical solutions over the recent years. The talk will review the status and then discuss how a roadmap based on the ITER experiment, presently under construction in Cadarache, France, and a successor, called DEMO, aims at developing fusion as an energy source. The German Fusion Programme at FZJ, IPP and KIT plays a major role in the EU and worldwide, and the specific contributions in plasma physics and fusion technology will be highlighted. In particular, the German Programme develops both the tokamak and stellarator line of magnetic confinement and special emphasis will be given to the advantages arising from this unique strategy.

AKE 7.2: Fusion mit Laser und Teilchenstrahlen für die Stromerzeugung - Stand und Perspektiven —

•MARKUS ROTH — Technische Universität Darmstadt, Institut für Kernphysik, Schlossgartenstrasse 9, 64289 Darmstadt, Germany

Neben der Energieerzeugung durch Fusion mittels magnetischen Einschluss stellt die Laserfusion eine vielversprechende Alternative dar.

Vor vier Jahren wurde das größte Lasersystem der Welt, die National Ignition Facility in den USA vollendet, welche das Ziel verfolgt, kontrollierte Zündung und Gain mittels Laserstrahlen zu demonstrieren. Bislang wurde dieses Ziel nicht erreicht. In dem Vortrag werden die hochkomplexen Experimente vorgestellt, die Diskrepanzen zur Theorie gezeigt und die neuen Erkenntnisse vorgestellt. Die stark angestiegenen Reaktionsraten und die Beobachtung der Plasma-Selbsterheizung der letzten Experimente in 2013 lassen auf ein deutlich verbessertes Verständnis der zugrunde liegenden Physik schließen. Ein weiterer Aspekt sind hierbei internationale Aktivitäten zu der Idee der sogenannten schnellen Zündung. Abschließend werden die nächsten Experimente, zusätzliche, neue Konzepte und ein Plan zur Kommerzialisierung als Energieträger vorgestellt.

AKE 8.1: Meeresenergie - Stand und Perspektiven — •JOCHEN BARD — Fraunhofer IWES, Kassel, Germany

Die Stromerzeugung aus Wellen, Strömungen, Gezeiten sowie anderen Formen der Meeresenergie wie Temperatur- und Salzgradienten hat das Potenzial, langfristig einen auch im globalen Maßstab relevanten Beitrag zu einer nachhaltigen Energieversorgung zu leisten.

Weltweit befinden sich zahlreiche technologische Konzepte in der Entwicklung, einige davon wurden in Form von Pilotanlagen erfolgreich demonstriert und befinden sich nun an der Schwelle zur Markteinführung. Der Stand der Technik und Beispiele realisierter Anlagen sowie geplante Anlagenparks werden erläutert.

Große Herausforderungen liegen auch weiterhin im besseren Verständnis von Wellen und Strömungen, in der Entwicklung der Technologie aber auch des Meeresenergie Marktes selbst bis hin zu ordnungspolitischen Rahmenbedingungen und der Entwicklung internationaler Standards.

Aktuelle Entwicklungen zielen auf die Nutzung von Synergien durch kombinierte Nutzung unterschiedlicher Ressourcen offshore.

Für deutsche Unternehmen bestehen wirtschaftliche Erwartungen für den Technologieexport.

Der Vortrag wird eine Übersicht über diese Themen geben.

AKE 9.1: The Success of Photovoltaics: A Pure Silicon Story — •JÜRGEN H. WERNER — Institut für Photovoltaik, Universität Stuttgart

Within the last 38 years, photovoltaics went through a dramatic development: On the one hand, the price of modules and photovoltaic electricity dropped to less than 1/100 with respect to 1976. On the other hand, this drastic price reduction has solely been caused by one cell material: crystalline silicon. As a consequence, photovoltaic industry (and research) is almost in a lock-in situation: hardly any other technology is able anymore to commercially compete with the 15 to 18 % efficient standard industrial modules, containing 16 to 20 % efficient cells. Future progress probably will not be driven by research on new materials and/or new cell concepts. Instead, the success of crystalline silicon in lowering cost of photovoltaic electricity (8 cents/kWh at present in Germany) imposes other research challenges: i) Simple, low cost - but high tech - mass production technologies for silicon modules (cells) with more than 20 % (22 %) efficiency, ii) storage of photovoltaic electricity (which might also be silicon driven), iii) electrical and optical characterization methods for running large and small area photovoltaic systems, iv) intelligent photovoltaic systems, which interact with their environment.

AKE 9.2: Organic photovoltaics: With tailored materials on the move to future technology — •PETER BÄUERLE — Universität Ulm, Institut fuer Organische Chemie II und Neue Materialien

The lecture will give an introduction to organic photovoltaics (OPV) and discuss the state-of-the-art of this future technology. The progress and the problems in the development of novel organic semiconducting materials based on small molecules, and in particular oligothiophenes will be described.[1]

Very recently, we could increase the efficiency in vacuum-processed small molecule organic solar cells to (record) values of 6.9-7.7% for single junction cells[2] and (world record) values of 12.0% for multi-stack cells.[3] The technology of light-weight, flexible, and semi-transparent organic solarfoils is starting to be commercialized and first applications in building and car integration will appear on the market soon.[4]

[1]A. Mishra, P. Bäuerle, *Angew. Chem. Int. Ed.* 2012, 51, 2020-2067.

[2]R. Fitzner, E. Mena-Osteritz, A. Mishra, G. Schulz, E. Reinold, M. Weil, C. Körner, H. Ziehlke, C. Elschner, K. Leo, M. Riede, M. Pfeiffer, C. Uhrich, P. Bäuerle, *J. Am. Chem. Soc.*, 2012, 134, 11064-11067.

[3]Press release on January 16th, 2013, Heliatek (www.heliatek.com) and Ulm University (<http://www.uni-ulm.de/en/nawi/institute-of-organic-chemistry-ii-and-advanced-materials.html>)

AKE 10.1: Internationale Rolle der Kernspaltungsenergie, Stand und Perspektiven — •R. STIEGLITZ, J.-U. KNEBEL und W. TROMM — Karlsruher Institut für Technologie (KIT), D 76021 Karlsruhe, Deutschland

Die Fukushima Ereignisse vom März 2011 haben weltweit zu einer Bewusstseinsänderung in der Wahrnehmung der kerntechnischen Energieerzeugung geführt. Unabhängig von den einzelnen, nationalen gezogenen Konsequenzen zur Nutzung der Kernenergie hat sich die Zahl der betriebenen Kernkraftkraftwerke nur unwesentlich geändert. Wesentliche Gründe hierfür sind steigende Rohstoffpreise, ein erhöhter Energiebedarf der gesamten Weltbevölkerung und die gleichzeitige Bestrebung den CO₂-Ausstoß fossiler Träger dramatisch zu reduzieren. Insbesondere die aufstrebenden asiatischen Staaten zwingt dies, alle elektrischen Energieerzeugungsformen einschließlich der Kerntechnik forciert weiterzuentwickeln.

Dennoch hat Fukushima eine neue Qualität der Bewertung der Sicherheitseigenschaften unter Berücksichtigung aller wie auch immer gearteter Ereignisse und vor allem der Sicherheitskultur bewirkt, die sich unter anderem in verstärkten bilateralen oder internationalen Kooperationen niederschlägt. Eine der hervorstechendsten Erkenntnisse vor allem auf internationaler Ebene ist, dass ein sicherer Betrieb eine ständige Nachrüstung und Evaluierung des Kraftwerksverhaltens auf dem Stand von Wissenschaft und Technik erfordert, der in Deutschland seit dem Three-Mile-Island Unfall praktiziert wird.

Der Vortrag beleuchtet anhand aktueller Beispiele Neuentwicklungen unterschiedlicher Leistungsreakortypen mit verbesserten Sicherheitseigenschaften, technische Konzepte zur Beherrschung schwerer Störfälle und Trends in der Entwicklung gekoppelter Multiphysik- und Multiskalenrechenwerkzeuge, mit Hilfe derer Schwachstellen einzelner Kraftwerke selbst auf kleinster Skala identifiziert werden können. Darüber hinaus werden die internationalen Konzepte zur Entwicklung innovativer Reaktoren (GEN-IV) skizziert, die eine nachhaltige Brennstoffnutzung ermöglichen. Diese werden hinsichtlich ihrer Sicherheitseigenschaften diskutiert.

AKE 11.1: Small is beautiful but big is better: the tale of wind energy technology development — •PO WEN CHENG — Institute of Aircraft Design, University of Stuttgart, Stuttgart, Germany

The development of wind turbine technology has a long history. Different development paths have been chosen by the the design engineers of the first hours with different outcome. In this talk the historical development of the wind turbine in the seventies and eighties will be illustrated briefly and used as a starting point to explain how the historical developments have determined heavily the current state of the art of wind turbine technology. Furthermore, the future technology development trends as well as the scientific and technical challenges that lie ahead of wind energy, onshore as well as offshore will be presented and discussed.

AKE 11.2: Design of a fully renewable European energy system -- challenges for the physics of complex systems — •MARTIN GREINER — Department of Engineering, Aarhus University, Denmark

Today's overall macro energy system based on conventional resources will transform into a future system dominantly relying on fluctuating renewable resources. At the moment it is not really clear what will be the best transitional pathway between the current and the future energy system. In this respect it makes sense to think backwards, which means in a first step to get a good functional understanding of fully renewable energy systems and then in a second step bridge from there to today's energy system. Based on state-of-the-art high-resolution meteorological and electrical load data, spatio-temporal modelling, and the physics of complex networks, fundamental properties of a fully renewable pan-European power system are determined. Amongst such characteristics are the optimal mix of wind and solar power generation, the optimal combination of storage and balancing, the optimal extension of the transmission network, as well as the optimal ramp down of conventional power generation during the transitional phase. These results indicate that the pathways into future energy systems will be driven by an optimal systemic combination of technologies, and that economy and markets have to follow technology.

AKE 12.1: Schiefergas: Potential und Rahmenbedingungen in Deutschland — •MICHAEL KOSINOWSKI und STEFAN LADAGE — Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe

Die rasante Entwicklung bei der Erschließung großer Schiefergas-Vorkommen in den USA in den letzten zehn Jahren hat weltweit den Blick auf diese neue zusätzliche Erdgas-Ressource gelenkt. Nicht-konventionelles Erdgas (inklusive Schiefergas, Tight Gas und Flözgas) macht in den USA bereits einen Anteil von ca. 60% an der Gesamtproduktion an Erdgas aus. Mittelfristig werden die USA ihren Erdgasbedarf voraussichtlich aus eigenen Quellen decken können. Außerhalb Nordamerikas dagegen steht die Erkundung und Erschließung von Schiefergasvorkommen erst am Anfang. Auch in Deutschland gibt es ein bislang ungenutztes Potenzial an Schiefergas. Erste Aktivitäten zur Erkundung und Erschließung möglicher Vorkommen sind allerdings hier, wie auch in anderen europäischen Ländern, wegen möglicher Umweltauswirkungen in die öffentliche Kritik geraten. Vor diesem Hintergrund ermittelt die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe derzeit das Potenzial an Schiefergas und Schieferöl in Deutschland und betrachtet mögliche Auswirkungen auf die Umwelt.

AKE 12.2: Gashydrate: Perspektiven und Risiken für Energiegewinnung und CO₂-Speicherung — •JUDITH MARIA SCHICKS und ERIK SPANGENBERG — Helmholtz-Zentrum Potsdam Deutsches GeoForschungszentrum, Telegrafenberg, 14473 Potsdam

Mit dem Begriff Gashydrat werden allgemein eisähnliche Verbindungen bezeichnet, die zur Gruppe der Einschlussverbindungen gehören. Gashydrate sind weltweit verbreitet, sie sind an allen aktiven und passiven Kontinentalhängen, aber auch in tiefen Seen oder in Permafrostgebieten zu finden - also überall dort, wo erhöhter Druck und niedrige Temperaturen vorherrschen. Die in ihnen gebundenen Kohlenwasserstoffe - zumeist Methan - stellen eine potenzielle Energiereserve dar. Jedoch gestaltet sich die Gewinnung des Methans aus natürlichen Gashydraten schwierig und stellt Forschung und Technik vor große Herausforderungen. Kanada, die USA und Japan haben in den vergangenen Jahren bereits einige Feldversuche zur Gewinnung von Erdgas aus hydratführenden Sedimenten am Meeresboden und im Permafrost durchgeführt. Dabei war neben der Förderung von Methan auch die gleichzeitige Speicherung von CO₂ von Interesse. Auch am GFZ werden sowohl grundlegende als auch angewandte Fragestellungen der Gashydratforschung - unter Berücksichtigung globaler Zusammenhänge - bearbeitet. Hierzu gehören u.a. die Entwicklung von Methoden zur Gewinnung von Gas aus natürlichen Hydratvorkommen, aber auch die Abschätzung der damit verbundenen Risiken. Dieser Beitrag wird einen Überblick über den aktuellen Stand der Forschung und Technik am GFZ und weltweit geben.

AKE 13.1 (Fachvortrag): The Importance of Electrochemistry for the Development of Sustainable Mobility — •JOCHEN FRIEDL^{1,2} and ULRICH STIMMING^{1,2,3} — ¹TUM CREATE, 1 CREATE Way, CREATE Tower, Singapore 138602, Singapore — ²Department of Physics E19, Technische Universität München, James-Franck Str. 1, 85748 Garching, Germany — ³Institute for Advanced Study (IAS) of the Technische Universität München, Lichtenbergstr. 2a, 85748 Garching, Germany

Electrification of the vehicle powertrain is the most promising option for sustainable mobility [1]. For this purpose electrochemical energy storage devices, like supercapacitors and batteries, or electrochemical energy converters, i.e. fuel cells, are required. Supercapacitors store energy in the electrochemical double layer and surface reactions while batteries store energy within the electrodes. A fuel cell converts the chemical energy of a fuel by oxidation to electricity. The systems increase in energy density and decrease in power density in the presented order; current research makes these systems overlap in application.

However, still the primary energy question needs to be solved. Mobility can only then be sustainable if the energy carrier which powers the vehicles is derived from renewable energy sources. Solar energy flux on earth is orders of magnitudes higher than energy consumption of mankind and two principle methods are conceivable how solar energy can be utilized to power vehicles:

One method is to generate electricity and store it in secondary batteries to power Battery Electric Vehicles (BEVs). Lithium-ion batteries are commercialized and have found wide application in the area of portable electronic devices, some issues like safety and reaction rates remain to be solved for a successful, large scale implementation of BEVs. We will review operation principle, current state of the art and also present emerging battery chemistries such as lithium-oxygen, lithium-sulfur and alternative intercalation ions like sodium-ions.

The other method is to thermally, chemically or electrochemically generate fuels, such as hydrogen or ethanol, from biomass or electricity and convert them in a fuel cell to power a Fuel Cell Electric Vehicle. Electrochemical conversion intrinsically shows higher conversion efficiencies than related thermochemical systems. We will focus on key issues such as electrocatalysis of the ever important hydrogen-related reactions, the oxygen reduction reaction and the ethanol oxidation reaction.

[1]J. Friedl, U. Stimming, *Electrochim. Acta* 101 (2013) 41.

AKE 13.2 (Kurzvortrag): Angewandte endoreversible Thermodynamik: Optimierung von Fahrzeugantrieben — •KARSTEN SCHWALBE und ANDREAS FISCHER — Institut für Physik, Technische Universität Chemnitz

Die Theorie der endoreversible Thermodynamik hat sich in den letzten Jahrzehnten als wichtiges Werkzeug zur Untersuchung thermischer Nichtgleichgewichtssysteme bewährt. Dabei werden Systeme als Netzwerk von reversiblen Teilsystemen betrachtet, die auf irreversible Art interagieren. Ein besonderer Vorteil der endoreversiblen Thermodynamik ist es, in adaptiver Weise den notwendigen Detaillierungsgrad für die zu modellierenden Systeme zu erreichen, ohne die Komplexität des Systems zu unhandlich werden zu lassen. Somit können handhabbare Modelle für zum Beispiel Energiewandler und -speicher aufgestellt werden. Anhand des Beispiels „Fahrzeugantrieb“ wird die Anwendbarkeit der endoreversiblen Thermodynamik auf praktisch relevante Systeme nachgewiesen. Betrachtet wird sowohl ein Verbrennungsmotor, dessen komplexe Vorgänge sich auf ein einfacheres endoreversibles Modell abbilden lassen, als auch das Modell eines hydraulischer Energiespeichers, der zur Energie-Rekuperation in einem hybriden Fahrzeugkonzept dient. Aufbauend auf diesen endoreversiblen Modellen können sowohl Auslegungs- als auch Prozessparameter des Fahrzeugantriebes optimiert werden.

AKE 13.3 (Kurzvortrag): Simulation thermo-mechanischer Prozesse in Hybridantrieben — •ANDREAS FISCHER und KARSTEN SCHWALBE — Institut für Physik, Technische Universität Chemnitz

Die Bedeutung von Hybridantrieben in der Fahrzeugindustrie hat in den letzten Jahren erheblich zugenommen. Zur Einschätzung welche Hybridtechnologien ein hohes Maß an Effizienz besitzen, sind möglichst gute Modelle für die Simulation der entsprechenden Systeme unter realitätsnahen Bedingungen unverzichtbar. Die endoreversible Thermodynamik erlaubt es, mit einem einheitlichen Nichtgleichgewichtsansatz verschiedenste Systeme zu beschreiben. Dabei wird die formale Analogie zwischen diversen extensiven Größen (zum Beispiel Entropie, Volumen, Teilchenzahl, Ladungsmenge) bzw. deren korrespondierenden intensiven Größen (Temperatur, Druck, chemische Potential, elektrisches Potential) ausgenutzt. Am Beispiel des Hybridsystems „Verbrennungsmotor/Blasenspeicher“ wird dargestellt, wie aufgrund eines endoreversiblen Modells das Verhalten des Systems simuliert und evaluiert werden kann.

AKE 14.1 (Kurzvortrag): Demand Side Management and the Potential of Power to Heat for Balancing Fluctuating Production from Renewable Energy Sources — •DAVID KLEINHANS — NEXT ENERGY - EWE-Forschungszentrum für Energietechnologie an der Carl-von-Ossietzky Universität Oldenburg, Carl-von-Ossietzky-Str. 15, DE-26129 Oldenburg

Environmental issues and limitations in the availability of resources necessitate an increased degree of sustainability for future power systems. In fact the availability of Renewable Energy Sources (RES) could be shown to be sufficient for a transformation of energy system towards a production based almost entirely on RES. One of the major conceptual drawbacks, however, are spatio-temporal fluctuations in the availability of the main resources, wind and solar power.

This contribution addresses the role of demand side management in future power systems. In particular, the potential for demand side management is investigated and discussed with respect to its storage-equivalent characteristics. Based on the evaluation of simulation data it is investigated, to which extend demand side management can contribute to an integration of fluctuating RES. A particular field of applications for demand side management is the heating

and cooling sector with its rather high share in energy consumption and the availability of efficient storage devices. For this reason a particular focus is on the potential for a renaissance of power to heat technologies and economical aspects of their integration and operation.

AKE 14.2 (Kurzvortrag): Data Assimilation System KENDA and Weather Dependent Renewables — •STEFAN DECLAIR, ANNIKA SCHOMBURG, and ROLAND POTTHAST —
Deutscher Wetterdienst, FE12 - Datenassimilation, Frankfurter Str. 135, D-63067 Offenbach

To predict the amount of power produced by weather dependent renewable energy sources is a demanding task for the transport system operators (TSOs) in terms of net stability and power supply safety. In the BMU funded project EWeLiNE, the German Weather Service and the Fraunhofer Institute for Wind and Energy Systems develop innovative weather- and power forecasting models for the grid integration of weather dependent renewables to strongly support the TSOs.

Due to the chaotic behavior of the atmosphere, data assimilation is a crucial part in numerical weather prediction (NWP) to correct model data towards the true atmospheric state. The kilometerscale ensemble data assimilation System KENDA consists of the non-hydrostatic and convection-resolved short-range NWP system COSMO-DE, together with a Local Ensemble Transform Kalman Filter (LETKF) to take observational data into account and create a best-fit initial state for the subsequent NWP model integration.

In this presentation, the EWeLiNE project is introduced. Furthermore, the LETKF and its integration into a potentially operational system is explained. Additionally, the needs to successfully apply KENDA within the EWeLiNE project to improve the power prediction based on the weather forecast by assimilating power measurements are discussed.

AKE 15: Symposium on Rare Events: Optimal Solutions and Challenges - from Charge Transfer Reactions to Supervolcanoes

15.1: Rare and large events: examples from the natural sciences and economics —
•THOMAS GUHR — Universität Duisburg-Essen

After an introduction to rare, large and extreme events, I discuss an economics issue which continues to catch our attention: the risk involved with credit contracts and the obvious severe consequences for the stability of the financial system. It is known that the distribution of credit losses has a dangerously heavy tail due to rare, but drastic events. I will show that the tail cannot be reduced in typical economic situations - contrary to some claims made by the financial industry.

Then I turn to an at first sight completely unrelated topic: distributions of wave intensities in disordered systems. In particular, there are recent microwave experiments which yielded quantitative results. I show that both issues, credit risk and intensity distributions, can be studied from a unifying viewpoint by relating them to the underlying non-stationarities.

Finally, I sketch some interesting new results on the statistics of records.

15.2: The roles of energy-level and electronic-coupling fluctuations in the control of biomolecular and small-molecule charge transfer reactions — •SPIROS SKOURTIS —
Department of Physics, University of Cyprus, Nicosia, Cyprus

Charge transfer reactions are ubiquitous in biology and chemistry and are central to the molecular electronics and energy materials technologies. Charge transfer physics is very rich,

with transport mechanisms ranging from tunnelling to thermally activated hopping. Due to the floppiness of biomolecules molecular conformational fluctuations play an active role in biological charge transport. I give a review of recent trends in the theory and simulation of molecular and biomolecular charge transfer rates, focusing on the role of electronic-coupling and energy-level fluctuations in proteins and DNA. Activated rare events of energy-level matching and of electronic-coupling enhancement are often the determinants of the charge transfer rates in these systems. I also discuss the possibility of driving structural fluctuations in small-molecule systems by external fields in order switch on and off charge transfer reactions.

15.3: What do we know about extreme solar events? — •ILYA USOSKIN — University of Oulu, Finland

Sun is the main driver of the life on Earth. However, extreme eruptive energetic events on the Sun can be hazardous in many respects, particularly for the modern technology and communication dependent society. It is crucially important, for technological and human being safety, to learn what could be the worst case scenario for an extreme solar event and what is its probability to occur. The era of direct scientific exploration of the Sun is short - from few decades to a century, and yet several strong harmful events had happened. Can we expect even greater events? How often? What shall we prepare for? In order to answer these questions, one has to rely upon indirect methods by analysing natural proxy archives.

Here we overview methods able to reveal the history of extreme solar events in the past, from thousands to millions of year, based on an analysis of cosmogenic isotopes in terrestrial archives (polar ice cores and tree rings) and in lunar rocks. The obtained statistics is discussed and a probability density function for extreme solar events to occur is presented.

15.4: The climate impact of very large volcanic eruptions: An Earth system model approach — •CLAUDIA TIMMRECK — Max-Planck-Institut für Meteorologie, Hamburg, Germany

- This talk was not presented -

Large volcanic eruptions are an important driving factor of natural climate variability. In particular very large volcanic eruptions (super eruptions) produce extremely strong radiative forcing, which can affect the Earth system for longer times than the pure atmospheric residence time of the volcanic aerosol. Applying such radiative forcing provides a wide range of possibilities to investigate the complex feedback mechanisms of the Earth system, e.g., which processes will be activated, how stable will the system be, are positive or negative feedback loops dominant. Super eruption simulations with Earth system models (ESMs) are therefore an ideal test bed for the quality and performance of such models. Here we present and discuss MPI-ESM simulations of very large volcanic eruptions in different seasons and hence different states of the climate system carried out in the frame of the MPI-M Super volcano project. New insights have been gained in this project about volcanic impacts on atmospheric composition and dynamics, but most notably also about their impact on ocean dynamics, the hydrological and the carbon cycle and on marine and terrestrial biogeochemistry. Major achievements are the improved understanding of the volcanic imprint on decadal to multi-decadal time scales and the importance of the microphysical treatment of the volcanic aerosol size distribution.

Die Rolle der Bioenergie in einer nachhaltigen Energieversorgung

Daniela Thrän^{1,2} und Jens Ponitka², ¹Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung - UFZ;
²Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

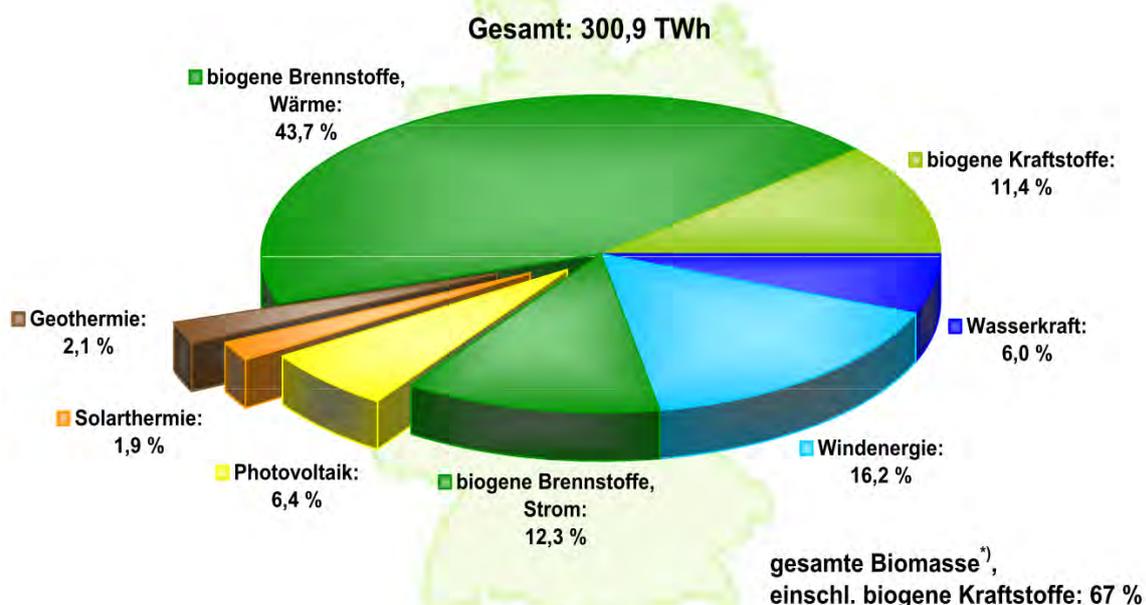
Abstract

Der Anteil der erneuerbaren Energien wird mit dem Ziel einer möglichst nachhaltigen Energieversorgung zukünftig weiter steigen. Energie aus Biomasse ist derzeit ein wichtiges Glied in der Versorgung der Bürger und Industrie mit Strom, Wärme und Kraftstoffen. Jedoch sind die Potenziale begrenzt und sollten zukünftig möglichst effizient und nachhaltig genutzt werden. Hierfür gibt es eine Vielzahl von organisatorischen und technischen Möglichkeiten und Anforderungen aber auch Herausforderungen, welche auszugsweise in dem folgenden Artikel vorgestellt werden.

1. Einleitung

1.1. Der globale Energiebedarf

Der globale Energiebedarf hat sich in den vergangenen 50 Jahren mehr als verdreifacht ((BP, 2012; IEA, 2012) und wird gegenwärtig zu 84% aus fossilen Ressourcen gedeckt (REN21, 2012) darunter vor allem Kohle, Erdöl, Erdgas und Uran. Der Verbrauch der kohlenstoffhaltigen fossilen Ressourcen für die Energieversorgung verursacht drei Viertel der anthropogenen Treibhausgasemissionen weltweit (WRI, 2012), in Deutschland sind es über 83% (UBA, 2012). Damit gehen sowohl international als auch in Deutschland regionale und lokale Umweltbeeinträchtigungen einher, die bei Erschließung, Transport oder der Nachsorge der Lagerstätten entstehen. Da zunehmend unkonventionelle Lagerstätten erschlossen werden, steigen die Emissions-, Schadens- und Kostenrisiken künftig an.



*) Feste und flüssige Biomasse, Biogas, Deponie- und Klärgas, biogener Anteil des Abfalls; 1 TWh = 1 Mrd. kWh; Abweichungen in den Summen durch Rundungen;
Quelle: BMU-KI III 1 nach Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat); Stand: Juli 2012; Angaben vorläufig

Fig. 1: Struktur der Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2011 (BMU, 2012)

Die weltweite Transformation des Energiesystems hin zu einer stärker auf Effizienz und erneuerbaren Energien basierenden Bereitstellung gilt daher als Schlüssel zur Einhaltung des 2°C Ziels. Deutschland und Europa wollen hier eine Vorreiterrolle einnehmen und fossile Energieträger bis 2050 weitgehend ersetzen. Dieses Ziel ist klar untersetzt mit Etappenzielen und einem Bündel an energiepolitischen Instrumenten (4 mal 20 Ziel in EU; IKEP und deren Weiterentwicklung in Deutschland).

Während die Umsetzung in den einzelnen europäischen Staaten unterschiedlich konsequent erfolgt, zeigen die erneuerbaren Energien in Deutschland ein rasches Wachstum: Ende 2011 wurde ein Achtel des deutschen Endenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien bereitgestellt – doppelt so viel wie im Jahr 2004 (BMU, 2012). Damit verbunden war eine Einsparung von über 130 Mio. Tonnen Treibhausgasen (CO₂-Äquivalenten) allein im Jahr 2011. Über 50 % der erneuerbaren Energien Deutschlands werden auf Basis von biogenen Brennstoffen, v. a. Festbrennstoffen aus Holz, bereitgestellt (Fig. 1). Windenergie zeigt aktuell das größte Wachstum und ist wichtigster erneuerbarer Stromlieferant. Bis 2020 soll sich der Ausbau der Erneuerbaren Energien noch einmal nahezu verdoppeln (BMU, 2010). Dabei werden Biomasse und Wind wohl auch künftig die wesentlichen Quellen sein. Weiterhin gewinnt die bedarfsgerechte Energiebereitstellung mit Speichern und Bioenergieträgern zunehmend an Bedeutung.

1.2. Bioenergie in Deutschland

Gegenwärtig (2011) basieren in Deutschland etwa 67% (BMU, 2012) der erneuerbaren Energien auf Biomasse (Fig. 1).

Traditionell dominiert hierbei die Bioenergie in der erneuerbaren Wärmebereitstellung. Exklusiv, neben der Elektromobilität im Personennahverkehr, bietet Bioenergie kurzfristig die Möglichkeit, einen wichtigen Beitrag im Verkehrssektor zu leisten.

In Fig. 2 ist der zeitliche Verlauf des Primärenergieverbrauches an Biomasse in Deutschland seit 1990 dargestellt mit deutlichem, kontinuierlichem Anstieg seit der Jahrtausendwende bis auf über 1.000PJ. Derzeit werden auf 2,1 Mio. ha Ackerflächen Energiepflanzen angebaut (FNR, 2012). Stellt man demgegenüber die verfügbaren Potenziale verschiedener Biomassen (inklusive Importen) und deren Bandbreiten gegenüber, wird deutlich, dass für Deutschland auch zukünftig noch Ausbaupotenziale zur energetischen Biomassenutzung vorhanden sind. Die Steigerung der Effizienz der Nutzung der Biomasse wird, je mehr die Potenziale ausgeschöpft werden, zunehmend relevant.

2. Bioenergie: Das Multitalent

Die Bereitstellung von Bioenergie erfolgt durch eine mehrstufige Bereitstellungskette, die mit der Produktion der Energiepflanzen bzw. der Verfügbarmachung von Rückständen, Nebenprodukten oder Abfällen beginnt und über verschiedene Aufbereitungs-, Lagerungs- und Transportschritte sowie ggf. weitere technische Umwandlungsprozesse zur Bereitstellung eines Sekundärenergieträgers führt, durch dessen Verbrennung dann die letztlich gewollte End- bzw. Nutzenergie bereitgestellt werden kann (siehe Fig. 3).

Die Umwandlung der Biomasse in feste, flüssige oder gasförmige Sekundärenergieträger mit definierten verbrennungstechnischen Eigenschaften umfasst (vgl. (KALTSCHMITT u. a., 2009)):

- Thermo-chemische Verfahren: Die Biomasse (hauptsächlich biogene Festbrennstoffe) wird bei hohen Temperaturen thermisch zerstört. Zu diesem Zweck werden die besten Biobrennstoffe unter definierten Bedingungen (Druck, Temperatur etc.) mit einem Vergasungsmittel (z. B. Luft, Wasser) versetzt und dadurch in Sekundärenergieträger wie Holzkohle, Pyrolyseöl oder Produktgas umgewandelt. Während Holzkohle und

Pyrolyseöl bisher aus energetischer Sicht nur eine begrenzte Anwendung gefunden haben (z. B. Holzkohle im Freizeitbereich), sind die Einsatzmöglichkeiten für ein brennbares Produktgas vielfältiger.

- Physikalisch-chemische Umwandlung: Sie wird eingesetzt, um aus ölhaltigen Biomassen (z. B. Rapssaat) flüssige Bioenergieträger herzustellen. Dazu wird das Öl durch ein mechanisches Pressen und/oder eine Extraktion aus der Saat abgetrennt. Das Pflanzenöl ist sowohl im Reinform als auch nach einer Umwandlung (Umesterung) zu Pflanzenölmethylester (Biodiesel) energetisch nutzbar.
- Bio-chemische Umwandlung: Die Umwandlung der Biomasse erfolgt hierbei durch den Einsatz von Mikroorganismen und damit auf der Basis biologischer Prozesse.
 - Bei der alkoholischen Gärung wird zucker-, stärke- und zellulosehaltige Biomasse (Getreide, Zuckerrüben, künftig ggf. auch Stroh) in Ethanol überführt, der als Reinalkohol oder als Zumischkomponente zu Otto- oder Dieselkraftstoff eingesetzt werden kann.
 - Bei der anaeroben Vergärung wird organisches Material von Mikroorganismen zu Biogas (ca. 60 % Methan und rund 40 % Kohlendioxid) umgewandelt. Dieses Gas kann in Blockheizkraftwerken (BHKW's) zur Strom- und Wärmeerzeugung und – nach einer Aufbereitung – auch in gasbetriebenen Kraftfahrzeugen eingesetzt werden. Verarbeitet werden organische Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle (vornehmlich Gülle) aber auch Energiepflanzen wie z. B. Maissilage.

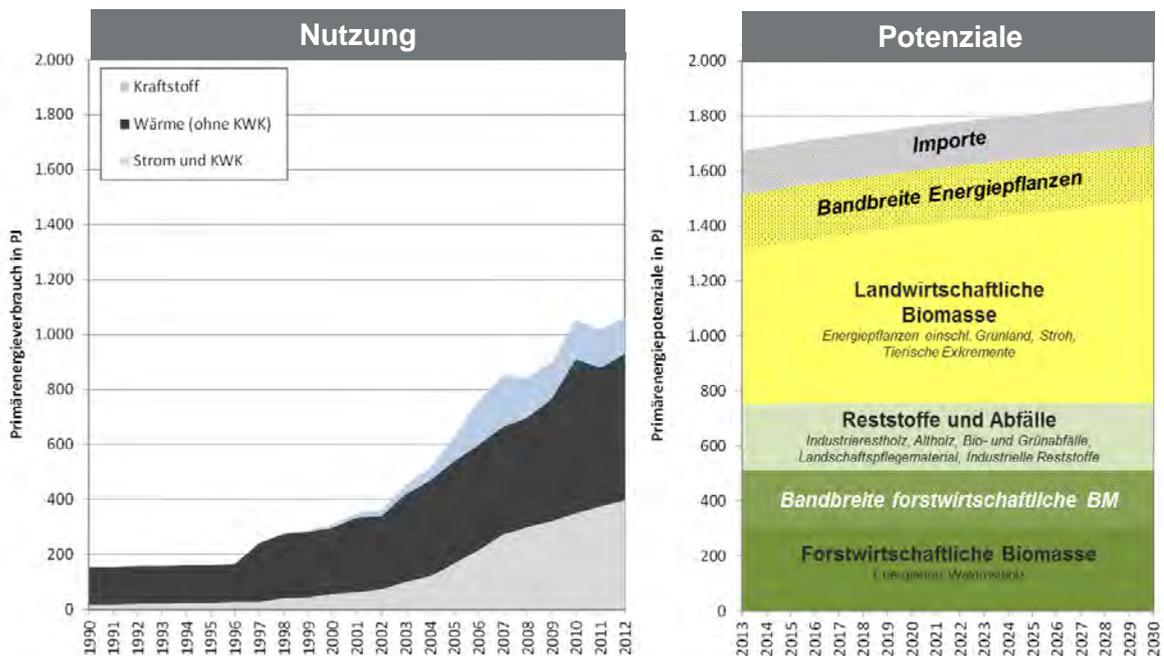


Fig. 2: Gegenüberstellung der Entwicklung der Biomassenutzung und Verfügbarkeit zukünftiger Biomassepotenziale (jeweils PJ; 1PJ entspricht ca. 278 Mio. kWh) in Deutschland (eigene Darstellung). Quellen: Biomassenutzung nach AGEE-Stat (Hrsg.), 2013); Primärenergieverbrauch berechnet nach Wirkungsgradmethode; Potenziale nach BMVBS (Hrsg.), 2010; Energiepflanzen, Exkremente: Zeller u. a., 2011; Stroh: Destatis Außenhandelsstatistik 2011, DBFZ 2013; Bio- und Grünabfälle, industrielle Reststoffe, unveröffentlicht. Hinweis: fehlende Jahre wurden durch Fortschreibung der Einzelergebnisse ermittelt.

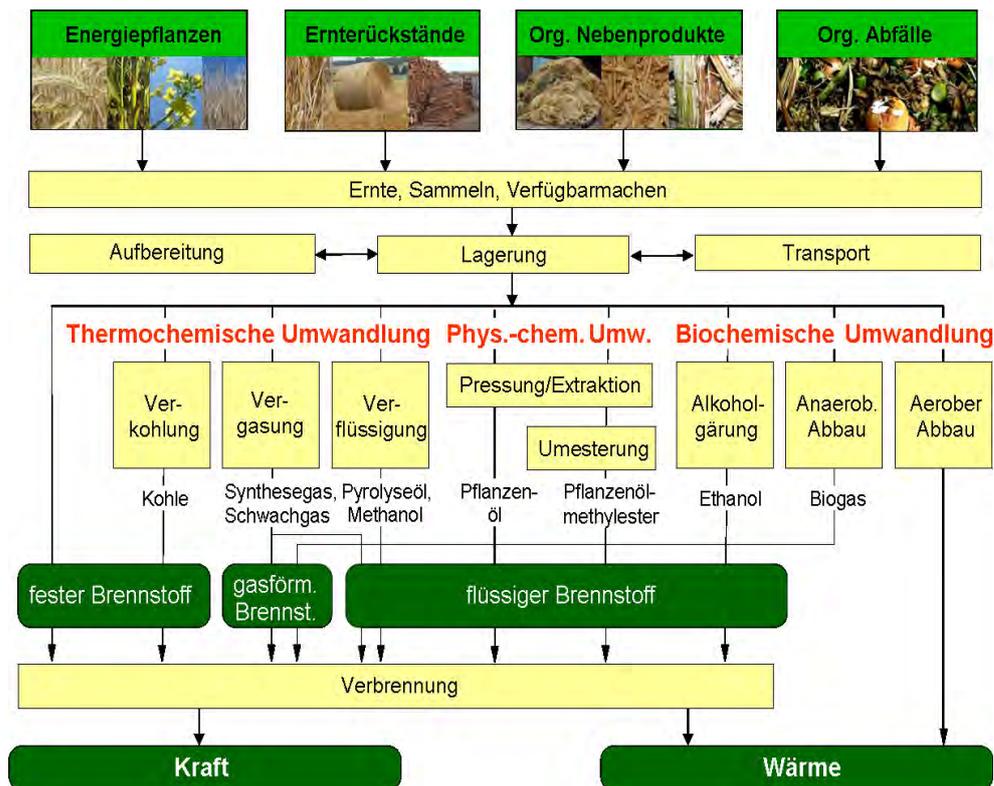


Fig. 3: Übersicht über die möglichen Nutzungspfade von Biomasse (DBFZ nach (KALTSCHMITT u. a., 2009))

Die Bandbreite der Konversionstechnologien ist enorm. So wurden z. B. alleine in Deutschland in den letzten Jahren eine Vielzahl an Kleinf Feuerungsanlagen (derzeit z. B. mehrere ca. 13 Millionen Einzelraumfeuerstätten im Bestand), einige 100.000 zentrale Heizungsanlagen (Holzkessel) und Heizwerke (Holzhackschnitzel), ca. 7.300 Biogasanlagen, etwa 120 Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlagen (Biomethan) und über 500 Biomasseheizkraftwerke gebaut (LENZ & PONITKA, 2014; SCHEFTELOWITZ u. a., 2013; WITT, J., 2012). Zudem werden Biokraftstoffe im Umfang von etwa 2,5 Mio. t Biodiesel und 1,25 Mio. t Bioethanol (NAUMANN u. a., 2014; ZSW, 2013) in Deutschland eingesetzt. Diese Technologien haben technisch noch ein deutliches Potenzial zur Weiterentwicklung. Weitere Verfahren befinden sich in der Erprobung, z.B. zur Bereitstellung von Ethanol aus Lignozellulose und von synthetischen Biokraftstoffen. Mittel- bis langfristige Technologiekonzepte basieren größtenteils auf holzartigen Biomassen und sind gekennzeichnet durch teilweise deutlich höhere Kapazitäten (und daraus folgend einem höheren Rohstoffbedarf) als die heute bereits verfügbaren Anlagen.

Aufgrund zum Teil komplexer Bereitstellungsketten und differenziert zu betrachtender, hier nicht weiter ausgeführter, Synergien (z.B. Reststoffnutzung) aber auch Konkurrenzen um Flächen (z.B. Lebensmittelproduktion), Rohstoffe (z.B. stoffliche Nutzung) und Endnutzung (z.B. Strom aus Wind und PV) kann derzeit kein Königsweg im Sinne einer zu priorisierenden Bereitstellungskette empfohlen werden.

Die Schwierigkeit der Bewertung der verschiedenen Konversionspfade und Bioenergieträger wird weiterhin erschwert durch die Tatsache, dass Bioenergiebereitstellung mehrere und sehr unterschiedliche Ziele verfolgt, wie zum Beispiel Beitrag zum Klimaschutz, Erhöhung der Versorgungssicherheit, Entwicklung ländlicher Räume und auch Exportmöglichkeiten für Technologien.

3. Biomassepotenziale

3.1. Begriffsbestimmungen

Um einen Überblick über die vorhandenen und nutzbaren Biomassepotenziale geben zu können, ist eine entsprechende Begriffsbestimmung notwendig. Je nach Betrachtungsebene kann ein Potenzial als Flächen-, Rohstoff-, Brennstoff- oder Bioenergiepotenzial ausgewiesen werden. Es wird dabei, in Anlehnung an (KALTSCHMITT u. a., 2009), unterschieden (vgl. Fig. 4) zwischen:

- theoretischem Potenzial (markiert die Obergrenze (z. B. die in der gesamten Pflanzenmasse gespeicherte Energie) des theoretisch realisierbaren Beitrags zur Energiebereitstellung in einer gegebenen Region innerhalb eines bestimmten Zeitraumes; da das theoretische Potenzial aufgrund bestimmter Restriktionen meist nur in sehr geringen Teilen erschlossen werden kann, kommt ihm zur Beurteilung der tatsächlichen Nutzbarkeit der Biomasse keine praktische Relevanz zu)
- technischem Potenzial (beschreibt den Teil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung gegebener technischer (z. B. Bergungsrate, Konversionsverluste) und anderer struktureller oder gesetzlicher Restriktionen nutzbar ist)
- wirtschaftlichem Potenzial (beschreibt den zeit- und ortsabhängigen Anteil des technischen Potenzials, der unter den jeweils betrachteten ökonomischen Rahmenbedingungen wirtschaftlich erschlossen werden kann (dazu zählen auch Subventionen oder Umlagesysteme wie das EEG)). Da sich die wirtschaftlichen Randbedingungen kurzfristig verändern können, ist das wirtschaftliche Potenzial starken zeitlichen Schwankungen unterworfen.) (vgl. auch (THRÄN u. a., 2013))

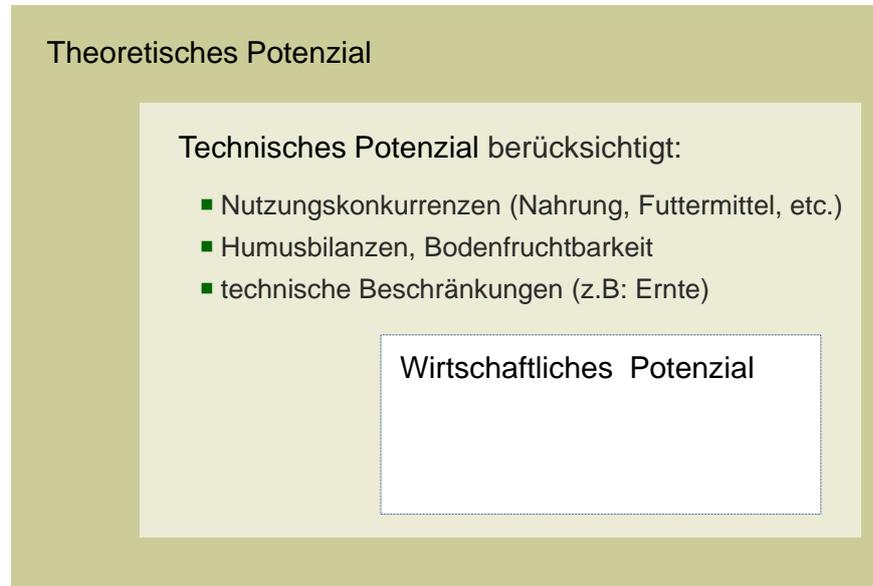


Fig. 4: Potenzialbegriffe rund um Bioenergie (nach (KALTSCHMITT u. a., 2009))

So wie in Deutschland (vgl. Fig. 2) gibt es auch weltweit, je nach Erhebungsmethodik, erhebliche Unterschiede in den zukünftig zur Verfügung stehenden Biomassepotenzialen. So stehen zum Beispiel laut IPCC (CHUM u. a., 2011) im Jahr 2050 zwischen weniger als 50 EJ bis über 1.000 EJ an Biomasse (technisches Potenzial) zur Verfügung. In Szenarien des DBFZ (BMVBS (HRSG.), 2010) können 2050 zwischen 36-57 EJ Holz, 0-22EJ landwirtschaftliche Biomassen und etwa 30 EJ Reststoffe (jeweils technisches Brennstoffpotenzial) genutzt werden.

Als ein Lösungsbeitrag für das Dilemma endlicher Flächen kam das Konzept der Nutzung im weiteren Sinne degradierter Flächen auf. Diese umfassen mehr oder weniger stark zum Beispiel chemisch oder physikalisch veränderte Böden aber auch aufgegebene landwirtschaftliche Flächen oder Grenzertragsstandorte. Die verschiedenen Studien (Auswahl siehe Fig. 5) kommen je nach verwendeter Methode zu einer großen Bandbreite an sowohl Flächen- als auch Bioenergiepotenzialen (8-150 EJ) aufgrund vor allem uneinheitlicher Abgrenzung der Erhebungsmethodik. Auf der anderen Seite gibt es für die Inwertsetzung derartiger Flächen kaum Praxisbeispiele und eine unsichere Wissensbasis zu konkreten Erschließungsmöglichkeiten (insbesondere zu Investitionskosten, Ertragshöhe, Marktzugang). Auch sind Auswirkungen z. B. auf Biodiversität und Landnutzungsrechte ungewiss beziehungsweise wenig untersucht. Hier besteht aus Sicht der Autoren weiterer Forschungsbedarf und die Notwendigkeit von Demonstrationsprojekten.

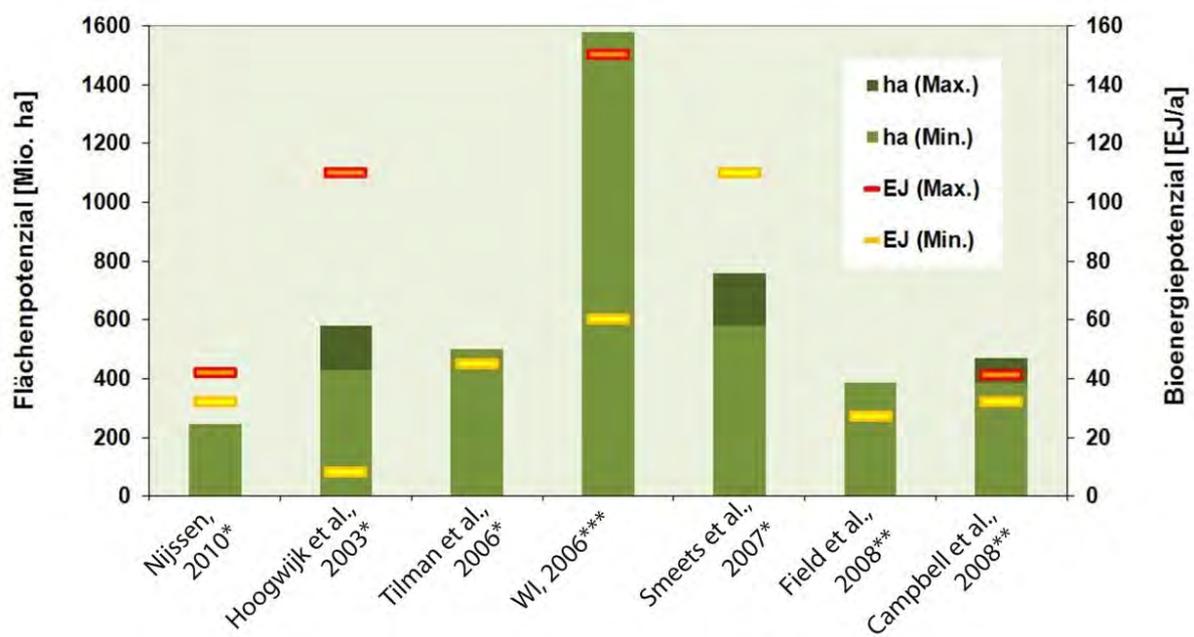


Fig. 5: Potenziale degradierter Flächen (eigene Darstellung nach (DAUBER u. a., 2012))
 [* degradierte Flächen; ** aufgegebenes Ackerland; *** marginale Flächen]

4. Weiterentwicklung / Nutzungsalternativen

Vor dem Hintergrund der begrenzten Biomassepotenziale gewinnen die Effizienzverbesserung entlang der Bereitstellungskette sowie die Etablierung von Nachhaltigkeitsstandards insbesondere für die Biomassebereitstellung zunehmend an Bedeutung. Wesentliche Ansatzstellen werden nachfolgend exemplarisch aufgezeigt.

4.1. Konzepte für Reststoffe

Ziel einer Vorbehandlung von Biomasse, insbesondere von Reststoffen, hat zumeist das Ziel, diese besser transportfähig und lagerbar, oder auch vielfältiger einsetzbar zu machen. Durch zum Beispiel das Verfahren der Torrefizierung (einer pyrolytischen Zersetzung der Biomasse bei 250 – 300 °C) ergeben sich einige Vorteile im Umgang mit lignozellulosehaltigen Substraten wie einer reduzierten Ausgangsbiomasse (-30 %) und ein geringer Energieverlust (-10 %) durch Lagerung. Die torrefizierte Biomasse weist durch ihre hydrophoben Eigenschaften kaum mehr biologische Aktivität auf und die erhöhte Porosität erleichtert eine anschließende Pelletierung/ Mahlung.

4.2. Optimierte Biokraftstoffproduktion

Ein Beispiel einer Biokraftstoffproduktion mit hoher Treibhausgasminderung gegenüber konventioneller Ethanolherstellung und der fossilen Referenz (Fig. 6) ist die Ethanolproduktion (z.B. aus Triticale) mit der Kopplung an eine Biogasanlage, welche unter anderem Stroh und zusätzlich die Schlempe aus dem Ethanolprozess einsetzt. Hierdurch können die Nährstoffkreisläufe geschlossen werden und die interne Prozessenergieversorgung der Ethanolanlage teilweise gedeckt werden. Weitergehende Effizienzsteigerungen sind sowohl beim Anbau der Biomasse als auch einzelnen technischen Verfahrensschritten (Optimierung des Fermentationsprozesses der Biogasanlage) möglich.

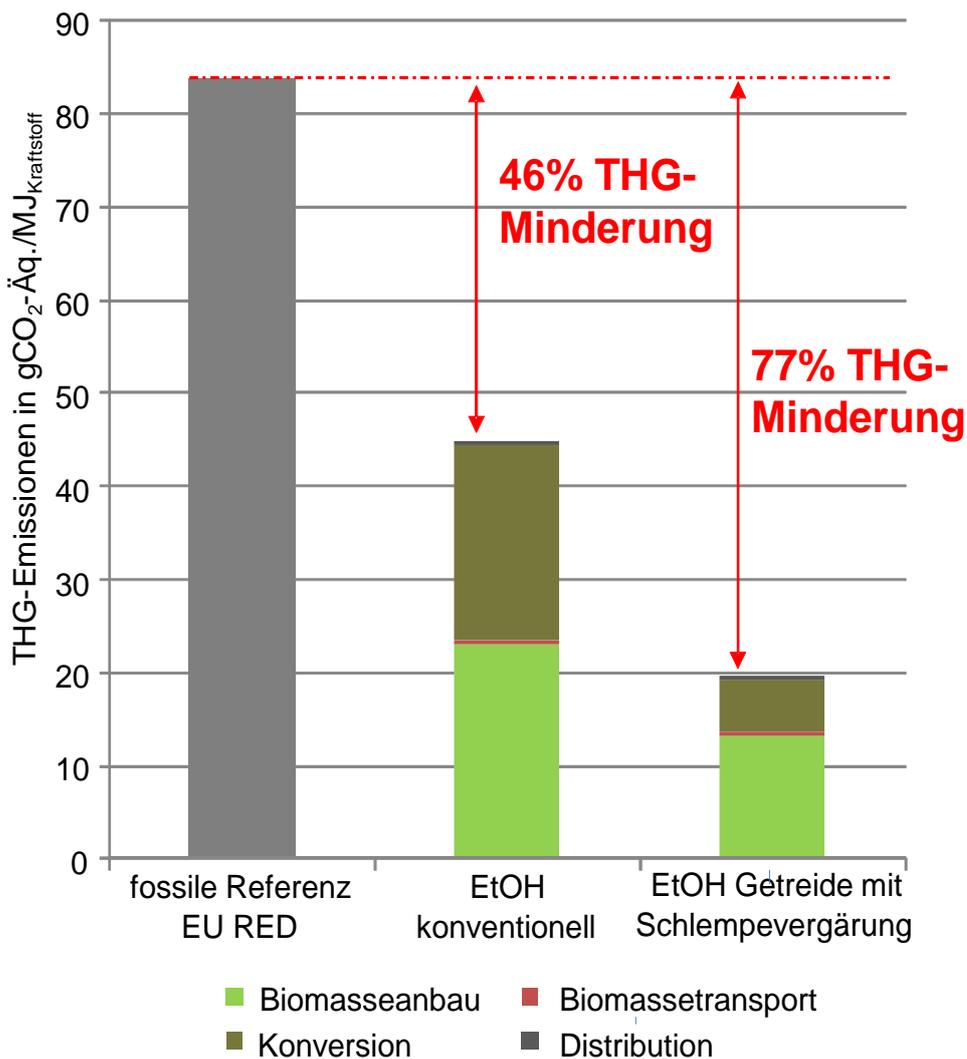


Fig. 6: Treibhausgasemissionen zweier Ethanolkonzepte gegenüber der fossilen Referenz (DBFZ, eigene Darstellung)

4.3. Biokraftstoffe für die Luftfahrt

Insbesondere für die Luftfahrt besteht aufgrund Emissionsminderungszielen und speziellen Anforderungen an die Kraftstoffeigenschaften (Fig. 7) ein großes Interesse an Alternativen zu konventionellen Treibstoffen. Diese alternativen Treibstoffe können durch Konversion von pflanzenölbasierten (HVO) oder lignozellulosehaltigen (BtL) Rohstoffen auch schon

kurzfristig (HVO) bereitgestellt werden. Hierfür sind die gesamten Bereitstellungsketten nach ihren technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Folgen zu analysieren. Zukünftige Bio Raffineriekonzepte könnten dann speziell auf einen hohen Ertrag an Flugturbinenkraftstoffen ausgelegt werden.

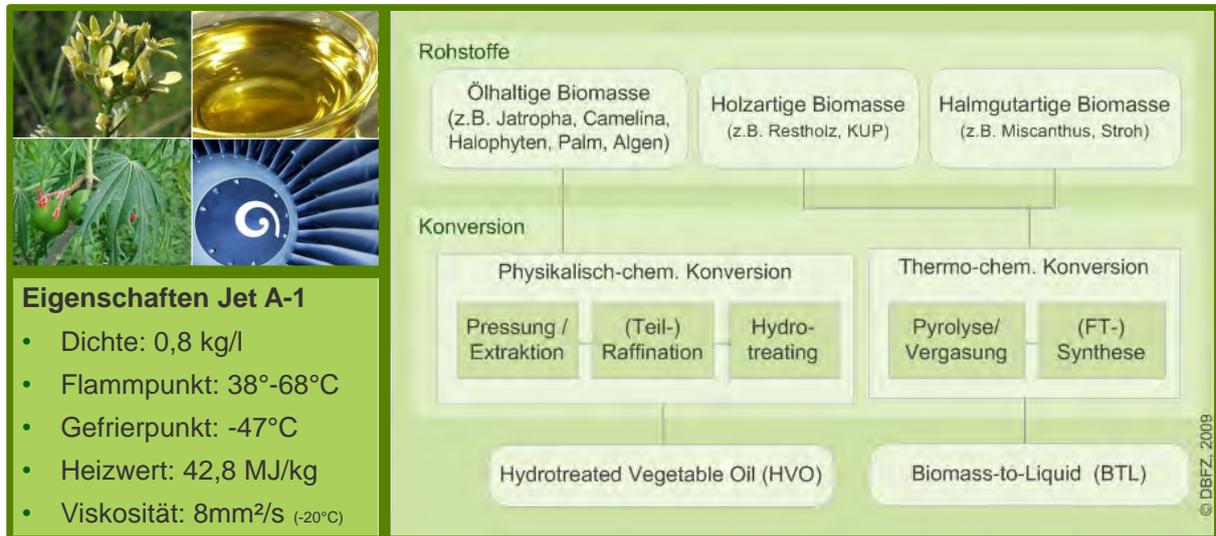


Fig. 7: Möglichkeiten der Bereitstellung von Kraftstoffen für die Luftfahrt (DBFZ, eigene Darstellung)

4.4. Integrierte Wärmeerzeugung

Derzeitige Anlagen zur Wärmeerzeugung aus Biomasse haben einen Systemnutzungsgrad von durchschnittlich nur rund 70 – 80 %. Zukünftig könnte der Systemnutzungsgrad bis auf 90% gesteigert werden, indem eine effiziente Biomasseverbrennung mit Solarthermie und Wärmespeichern oder anderen Techniken kombiniert wird und intelligente Regelungstechniken eingesetzt werden, die etwa die Wettervorhersage aus dem Internet, das Nutzerverhalten (ermittelt aus Erfahrungsdaten) oder das spezifische Anlagenverhalten berücksichtigen.

5. Weiterentwicklung bedarfsorientierte Nachfragedeckung

Der Anteil an fluktuierender Strombereitstellung nimmt stetig zu und wird erwartbar weiter zunehmen (z.B. Langfristszenarien (NITSCH u. a., 2012) Szenario 2011A: 74% in 2050). Dies würde ohne Ausgleichsmaßnahmen zu positiven und negativen Abweichungen (Fig. 7) zwischen Angeboten und Lasten führen.

Die flexible Fahrweise von insbesondere Biogasanlagen (andere Technologien siehe z. B. (FNR, 2014)) bietet technisch prinzipiell eine Vielzahl an Möglichkeiten, die Strombereitstellung anzupassen beziehungsweise zu verlagern (Fig. 8). Hierfür sind jedoch zusätzliche technische Anforderungen, wie zum Beispiel Installation von Steuerungstechnik, Gasspeichern oder BHKW-Kapazität, zu erfüllen. Diese haben wiederum unterschiedliche Wirkungen auf die Stromgestehungskosten. Erhöhte Stromgestehungskosten müssen anlagenspezifisch den möglichen Erlösen gegenübergestellt werden.

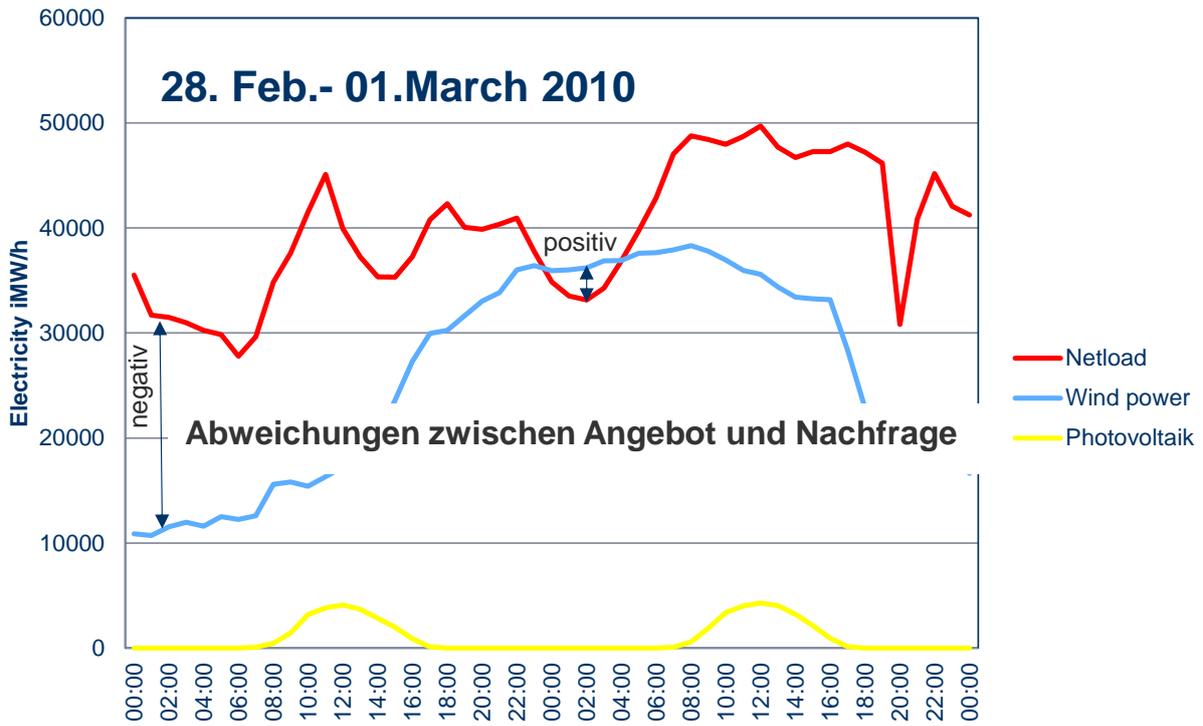


Fig. 8: Netzlast (2 ausgewählte Tage in 2010) und Einspeisung von fluktuierenden Wind und PV Anlagen (Quelle: eigene Darstellung auf Basis Daten von 50 Hz Transmission GmbH)

Zeit	Ausgleich	Vermarktungsform	Zusätzliche technische Erfordernisse
	bis 5 Min	Sekundärregelleistung	Steuerungstechnik
	bis 15 Min	Minutenreserve	
	ab 15 Min	Intraday	Gasspeicher
	12 h – 24 h	Day-Ahead	BHKW-Kapazität, Wärmespeicher
	1 - 7 Tage	Day-Ahead	Fütterungsregime (zeitweise Aussetzen der Fütterung)
	7 – 90 Tage	Day-Ahead	Fütterungsregime (gezieltes Fütterungsmanagement)
	90 – 365 Tage	Day-Ahead	Fütterungsregime (z. B. red. Fütterung im Sommer)

Fig. 9: Ausgleichsoptionen und erforderliche Anpassungen von Biogasanlagen (Quelle: eigene Darstellung)

6. Nachhaltigkeitsanforderungen an die Biomassebereitstellung

Bioenergie wird neben organischen Reststoffen und Abfällen und Holz auch aus Energiepflanzen produziert. Damit sind verschiedene Risiken verbunden.

Der Energiepflanzenanbau ist eng mit der Praxis der Agrarproduktion verbunden und nimmt nach Schätzungen der FAO rund 2% der global genutzten Agrarflächen in Anspruch. Dennoch konkurriert die Nutzung von Biomasse zur Energiebereitstellung vor Ort mit den anderen Versorgungsleistungen der Ökosysteme wie z.B. der Nahrungsmittelproduktion. Die Nutzungsintensivierung auf landwirtschaftlichen Flächen in Deutschland ist auch mit der Aufgabe von landwirtschaftlichen Brachen und artenreichem Grünland verbunden. Die energiepolitische Steuerung einer umweltverträglichen Bereitstellung von Energiepflanzen/Energieholz führt zu direkten und indirekten Landnutzungsänderungen (EDWARDS u. a., 2010; EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2008; KRETSCHMER, 2011; VAN STAPPEN u. a., 2011). Neben den Effekten auf die heimischen Flächen können bei Verlagerung der Nahrungsmittelproduktion in andere Regionen und/oder der Nutzung von importierter Biomasse auch transnational Umwelteffekte ausgelöst werden.

Nachhaltigkeitsstandards sind für Teilbereiche (Biokraftstoffe, Strombereitstellung aus flüssigen Bioenergieträgern) verabschiedet; sie sanktionieren die Energiepflanzenproduktion auf Flächen mit hoher Biodiversität oder hohem Kohlenstoffanteil, und fordern die Einhaltung der guten landwirtschaftlichen Praxis und einen Mindestbeitrag zum Klimaschutz (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2008). Einzuhalten sind verbindliche Treibhausgas-Minderungen des inverkehrgebrachten Biokraftstoffes von 35 % ab Inkrafttreten, 50 % ab 2017 bzw. 60 % ab 2017 für Neuinstallationen im Vergleich zum fossilen Referenzkraftstoff (Diesel oder Ottokraftstoff) (EUROPÄISCHE KOMMISSION (idF. v. 2009)). Erste Erfahrungen mit der Zertifizierung der Biomasse liegen inzwischen vor und fließen in die Diskussion um die Weiterentwicklung der Standards ein.

Ein bisher schwer zu quantifizierendes oder auch ungenügend zu berücksichtigendes Problem der direkten Veränderung einer bestehenden Landnutzung (dLUC) durch zum Beispiel Energiepflanzenanbau (jegliche Form von Landnutzungsänderung kann zu iLUC führen) ist die darauf folgende indirekte Landnutzungsänderung (iLUC), welche in unmittelbarer Nachbarschaft oder in anderen Regionen/Ländern stattfinden kann. Im ungünstigsten Fall weicht die Art der Flächennutzung (Landwirtschaft) auf Wälder (Abholzung) oder Torfmoore (Umbruch) und damit wichtigen CO₂-Senken aus. Die Ursache ist im globalen Maßstab dann jedoch nicht mehr ermittelbar.



Fig. 10: indirekte Landnutzungsänderungen als Folge direkter Landnutzungsänderungen (eigene Darstellung, Luftbilder: maps.google.de)

7. Zusammenfassung

Für mehr Nachhaltigkeit in der energetischen Biomassenutzung ist es notwendig, dass die Bioenergieforschung an verschiedenen Stellen ansetzt. Zum einen gilt es an der Optimierung der Bereitstellungsketten zu arbeiten. Hierbei ist eine Ausweitung der Rohstoffbasis auf Reststoffe und Energiepflanzen mit geringen Ansprüchen anzustreben. Eine weitergehende Optimierung der Konversionstechnologien in allen Anwendungsbereichen führt zu Steigerungen der Nutzungsgrade und des Energieertrags und noch stärkerer Reduktion der Emissionen. Folgende Techniken sollten beim Einsatz von Biomasse darum Priorität bekommen:

- Die Nutzung von lokal anfallenden Biomassen in kleinen Anlagen vor Ort, etwa zur Wärmeerzeugung und in kleinen Kraft-Wärme-Kopplungs Anlagen zu gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme. Also etwa Biogasanlagen neben einem großen Kuhstall oder für Reststoffe aus dem Weinbau, die auch in die dörfliche Nahwärmeversorgung eingebunden sind.
- Stromerzeugung in Zeiten, in denen der Wind nicht weht und die Sonne nicht scheint. Biomasse ist ein kostengünstiger Speicher, Biogasanlagen sollten größere Gasspeicher und größere Blockheizkraftwerke erhalten, damit sie auch über längere Zeiträume den Ausfall von Wind- und Sonnenstrom kompensieren können. Solche regionalen Bioenergieträger können einen hohen Beitrag zur dezentralen Energieversorgung leisten.
- Gewinnung von Biomethan als Erdgasersatz und für andere Zwischenprodukte, die fossile Rohstoffe sowohl für die stoffliche als auch für die energetische Bereitstellung substituieren können und dafür keine neue Infrastruktur brauchen. Also Biomethan aus der Vergasung von Holzmaterial oder direkt aus Biogas, das dann ins Erdgasnetz eingespeist wird.
- Anwendungen in Feldern, in denen bisher keine Antriebsalternativen absehbar sind wie etwa im Flugverkehr. Biokerosin lässt sich aus ölhaltigen oder holzartigen Biomassen herstellen und kann als Beimischung oder Reinkraftstoff eingesetzt werden. Beides ist technisch schon erprobt.

Zum anderen sind die Möglichkeiten einer umfassenden Integration von Nachhaltigkeitsaspekten entlang der gesamten Bereitstellungskette zu analysieren und in ihrer Umsetzung zu unterstützen. Dabei ist festzuhalten, dass Bioenergie nur ein Teil der Frage rund um erneuerbare Energien und Nachhaltigkeit ist. Im Zusammenhang mit konkurrierenden Anwendungen ist ein ausgewogenes Verhältnis zwischen Energieeinsparung und Ressourcenverteilung anzustreben.

Literatur

- BMU: Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (NREAP), Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010)
- BMU: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2011 - Grafiken und Tabellen, Stand: Juli 2012 - unter Verwendung aktueller Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (2012)
- BMVBS (HRSG.): *Globale und regionale Verteilung von Biomassepotenzialen. Status-quo und Möglichkeiten der Präzisierung*, BMVBS-Online-Publikation 27/2010 : BMVBS, 2010

- BP: BP Statistical Review of World Energy June 2012, BP Petroleum (2012)
- CHUM, HELENA ; FAAL, ANDRE ; MOREIRA, JOSE: Bioenergy. In: *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*, 2. Cambridge/ New York, 2011
- DAUBER, JENS ; BROWN, CHRIS ; FERNANDO, ANA LUISA ; FINNAN, JOHN ; KRASUSKA, EWA ; PONITKA, JENS ; STYLES, DAVID ; THRÄN, DANIELA ; VAN GROENIGEN, KEES JAN ; U. A.: Bioenergy from “surplus” land: environmental and socio-economic implications. In: *BIORISK – Biodiversity and Ecosystem Risk Assessment* Bd. 7 (2012), S. 5–50
- EDWARDS, R ; MULLIGAN, D ; MARELLI, L: *Indirect Land Use Change from increased biofuels demand - Comparison of models and results for marginal biofuels production from different feedstocks*, JRC Scientific and Technical Reports (Nr. EUR 24485 EN). Luxembourg : European Commission, Joint Research Centre – Institute for Energy, 2010
- EUROPÄISCHE KOMMISSION: Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (von der Kommission vorgelegt). KOM(2008) 30 endgültig - SEK(2008) 57 - SEK(2008) 85, Brüssel (2008)
- EUROPÄISCHE KOMMISSION: Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, 2009
- FNR: Jahresbericht Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2011/2012, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2012)
- IEA: Key World Energy Statistics 2012, International Energy Agency (2012)
- KALTSCHMITT, MARTIN ; HARTMANN, HANS ; HOFBAUER, HERMANN: *Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren*. 2., Corrected Aufl. 2009. 2., korr. Nachdruck 2009. Aufl. : Springer, 2009 — ISBN 3540850945
- KRETSCHMER, BETTINA: The Land-use implications of EU Bioenergy Policy. Going beyond ILUC (2011)
- LENZ, VOLKER ; PONITKA, JENS: Meilensteine 2030 – Perspektiven der Biomasse im Wärmesektor. Workshop „Biomasse im Wärmemarkt der Zukunft“.
- NAUMANN, K. ; OEHMICHEN, K. ; ZEYMER, M. ; MEISEL, K.: *Monitoring Biokraftstoffsektor* (DBFZ Report Nr. 11 (2. Auflage)). Leipzig : DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, 2014
- NITSCH, JOACHIM ; PREGGER, THOMAS ; NAEGLER, TOBIAS ; HEIDE, DOMINIK ; GERHARDT, NORMAN ; STERNER, MICHAEL ; TROST, TOBIAS ; WENZEL, BERND ; LUCA DE TENA, DIEGO ; U. A.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht BMU - FKZ 03MAP146 (2012)

- REN21: Renewables 2012 Global Status Report, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (2012)
- SCHEFTELOWITZ, M. ; DANIEL-GROMKE, J. ; DENYSENKO, V. ; SAUTER, P. ; NAUMANN, K. ; KRAUTZ, A. ; BEIL, M. ; BEYRICH, W. ; PETERS, W. ; U. A.: *Stromerzeugung aus Biomasse* (Zwischenbericht Nr. 03MAP250). Berlin : Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, 2013
- VAN STAPPEN, F ; BROSE, I. ; SCHENKEL, Y.: Direct and indirect land use changes issues in European sustainability initiatives: State-of-the-art, open issues and future developments. In: *Biomass and Bioenergy* Bd. 35 (2011), Nr. 12, S. 4824–4834
- THRÄN, DANIELA ; PFEIFFER, DIANA ; BROSOWSKI, ANDRÉ ; FISCHER, E. ; HERRMANN, ANDRÉ ; MAJER, STEFAN ; OEHMICHEN, KATJA ; SCHMERSAHL, R. ; SCHRÖDER, T. ; U. A. ; THRÄN, D. ; PFEIFFER, D. (Hrsg.): *Methodenhandbuch Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte, Schriftenreihe des BMU-Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“*. Bd. 04. Leipzig DBFZ, 2013 — ISBN 2192-1806
- UBA: Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen seit 1990, Umweltbundesamt (2012)
- WITT, J.: *Holzpelletbereitstellung für Kleinf Feuerungsanlagen - Analyse und Bewertung von Einflussmöglichkeiten auf die Brennstofffestigkeit, DBFZ Report*. Leipzig : Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, 2012 — ISBN ISSN 2190-7944
- WRI: Climate Analysis Indicators Tool (CAIT) version 9.0., World Resources Institute (2012)
- ZSW: Erneuerbare Energien in Deutschland - Das Wichtigste im Jahr 2012 auf einen Blick (ZSW nach Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)) Stand: Dezember 2013, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (2013)
- FNR (Hrsg.): *Einsatz von Biomasse zur bedarfsgerechten Energieerzeugung, Schriftenreihe Nachwachsende Rohstoffe*. Bd. 32 : Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, 2014 — ISBN 978-3-942147-16-3

Prof. Dr. Daniela Thrän^{1,2}, Dr. Jens Ponitka², ¹ Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung – UFZ, Permoser Str. 15, D-04318 Leipzig, ² Deutsches Biomasseforschungszentrum – DBFZ, Torgauer Str. 116, D-04347 Leipzig

An overview of the recent wind turbine development: small was beautiful but bigger is better

Po Wen Cheng, University of Stuttgart, Germany

Abstract

Wind energy provides an important contribution for the transformation of the current energy supply system toward a sustainable energy system relying on renewable energies. This paper describes the role of the wind energy in the energy supply system and the technical development of the wind energy. Wind energy has been through a period of double digit growth on a global scale. The technological advances that help to reduce the cost of energy and the right policy instruments put in place helped increase the number of installations of wind energy projects. This in turn has contributed to the significance increase of wind energy within the electricity supply system. This paper outlines briefly the trends of future technological developments, the economical, environmental and grid integration aspects. Furthermore it sketches shortly a roadmap toward larger penetration of wind energy in the energy supplies system.

1. Introduction

Wind energy is regarded as the one of the most cost effective renewable energy sources, if not the most cost effective one (excluding hydro power). The use of wind energy for the electricity generation started in the nineteenth hundreds with the experimental turbines in Denmark and Scotland. With the oil crisis in the 1973, the energy crisis in 1979 as well as the incident at the Three Mile Island nuclear power plant have renewed the interest of the governments in alternative energy sources, among others the wind energy. Several megawatt prototypes have been built in North America and Europe, but none of them were a commercial success due to the fact that the technology were not ripe enough for such large wind turbines and the subsequent decline of the oil prices made the electricity generation from fossil fuels cheaper than the electricity from wind. This is a natural consequence of the lack of carbon pricing and the consideration of environmental and health costs for the fossil fuel generation capacities.

With the nuclear accident at Chernobyl, the mounting evidence of climate change through the use of fossil fuels and the urge toward more energy independence within the OECD countries at the end of the eighties, governments were motivated to rethink the options for energy production and supply. The renewable energy sources have become the focus of new energy policies and wind energy has enjoyed a relatively continuous expansion and technical improvement within a rather short timeframe. The continuous development of the technology starting from the robust concept, the so called Danish concept, (stall regulated wind turbine in the power range of few hundreds kilowatt where the output power is limited by the aerodynamic stall phenomenon, fixed rotational speed, three blades, upwind orientation of the rotor where the undisturbed wind field reaches the rotor first unlike the downwind concept where the wind field reaches the tower first) toward the current concept of three-blade upwind, multi-megawatt, variable speed and pitch control, has contributed to the steady fall of the cost of energy from above 150\$/MWh to the current level of around 70\$/MWh, depending on the mean wind speed at the site [1].

However, the installation of wind power is currently concentrated in a handful of countries. Approximately 75% of world installed wind power is concentrated in five countries, China,

USA, Germany, Spain and India. The top ten countries with the most installed wind power represent 86% of the world installed wind capacity [2]. This is a direct consequence of the policies implemented by these countries to encourage the development of wind energy. By the end of the 2012 the electricity generated by wind turbines amounts to ca. 2.6% of total electricity production worldwide (including electricity generated from fossil fuels) and 8.3% of the electricity production from renewable energy [3].

The wind energy sector has enjoyed a steady and double-digit growth for more than a decade. With the economic crisis from 2009, a rapid expansion of production capacity, particularly in China, and the uncertainty in the policy of major wind power countries such as the USA and Spain, the growth of wind energy in the year 2013 will be less than the previous years from the first time since the renaissance of wind energy at the beginning of the eighties [4]. The decline will be especially pronounced in the US due to the uncertainty of the Production Tax Credit (PTC) that will expire by the end of the year 2012. However, this gap in the growth is being mitigated partially by higher demand from emerging countries such as Brazil, Turkey, South Africa, etc. Over the long-term it is expected that the growth of wind energy will be sustained but the growth rate will decline slowly as the technology and the market matures and will not be in the same magnitude as the growth rate from between 2000-2010[5].

The following chapters will concentrate on the general development of wind energy. The subjects to be treated here include the market evolution, the current state of the art, the future technological development, and system integration of wind energy within the electricity grid. It has to be noted that it is not possible to discuss all the details related to the specific subjects mentioned above and subjects related to the environmental impacts and policy have been excluded explicitly due to the length of the paper. For further reading please refer to the references.

2. Market Development Trends

Wind energy has enjoyed almost 20 year of double digit growth due to the changes in the policy and renewable energy target set by the governments, especially those from the OECD countries. According to IEA [3] the contribution of wind energy to the Total Primary Energy Supply (TPES) is still marginal, less than 1%. However, one needs to keep in mind that there are different conventions to calculate the primary energy balance and that affect significantly the representation of the wind energy and other renewable energy sources as percentage of the TPES.

Since the wind power is mostly used in electrical power generation, it makes more sense to look at the contribution of the wind energy to the total installed power generation capacity and its contribution to the total electricity supply. The world installed capacity of wind power has increased from around 24 Gigawatt in 2001 to about 318 Gigawatt at the end of 2013 [2]. About 2% of the installed wind generation capacity belongs to offshore wind power. The offshore wind power will grow significantly in Northern Europe, especially in the UK and Germany. Outside of Northern Europe the role of offshore wind energy remains limited in the foreseeable future. The generation cost of offshore wind energy represents the biggest obstacle for the expansion of offshore wind energy, with the installation cost per installed kilowatt two to three times higher than onshore wind energy and the levelized cost of energy LCOE (i.e. cost per kilowatt hour of produced energy taking into account the overnight capital cost as well as other running cost such as operation and maintenance cost) is about two times higher than the levelized cost of energy onshore. Therefore for countries with vast amount of wind resources onshore and without land constraints, offshore wind power will be developed only for locations that offer attractive project economics.

Wind power represents about 4% of the total installed capacity of power generation at the end of 2010. According to the estimate from Navigant Research [5], wind energy will produce at least 2.87% of the world electricity in 2014. It is projected that the wind generated electricity could meet more than 7% of the world electricity demand by 2018.

The contribution of the wind energy to the total power generation mix differs strongly from region to region. In the EU [6], the wind generation capacity represents approximately 10% of the power generation capacity and the wind generated electricity contributes in a normal wind year approximately 6.3% of the total electricity generation in the EU. This is a much higher figure than the world average, mainly due to the effective policy instruments put in place that promote the installation of renewable energies. However, even within the EU there are major differences in term of the wind electricity penetration in the electricity grid. Wind electricity in Denmark has the highest contribution to the total electricity consumption, more than 30%, followed by Spain and Portugal, around 15%, Ireland, around 12%, and Germany around 8%.

The future growth of installed wind capacity will be driven by Asia, where it is expected that the region will overtake Europe in term of installed wind generation capacity within the next two years [2, 4]. Within Asia the growth is concentrated in China and India, which represent together 50% of the global market in 2011. The bottleneck for the future growth in China is the grid infrastructure for the transportation of the wind generated electricity from the remote windy areas with low population density to the coastal area of high population density. China still has a significant amount of installed wind capacity that has not yet been connected to the grid due to the transmission bottleneck. Secondly the lack of grid capacity means that in time of high wind power production, many turbines need to be shut down simply because the grid is not able to absorb the large amount of power. For this reason, the current Chinese policy is moving away from large wind farms in the remote areas with excellent wind resources toward southern and coastal area with lower wind speed but close to the centers of electricity consumption with adequate transmission capacity.

The development of wind energy in America depends heavily on the tax incentive, mainly on the so called Production Tax Credit (PTC). PTC expired by the end of 2012 and it was extended in 2013 until the 31st of December 2013. However, it is unlikely that 2013 will achieve similar level of activity as in 2012 as many projects were put on hold due to regulatory uncertainty. The PTC extension has sent the U.S. wind energy market on another roller coaster ride. While in 2013 US managed to install only 1 GW of Wind capacity it will add between 6 to 8 GW of new wind capacity in 2014. The wind energy market still faces significant challenges in the US due to the low electricity prices. One of the main factors for the downward pressure on the electricity prices in the US is the non-conventional oil and gas. It is projected that the US will benefit from the exploitation of non-conventional gas and oil exploration, that eventually it will become a net exporter by 2021 [7]. The cost pressure from this type of fossil energy can reduce the financial incentive to install new wind farms unless carbon emission pricing is taken fully into account such that cleaner energy sources become attractive.

Outside North America, Europe and Asia, there will be few pockets of growth from the emerging countries, notably Australia, Brazil, Chile, New Zealand and South Africa [4].

3. Technology Development Trends

3.1. Small was beautiful but bigger is better

The functional principle of harnessing wind energy has not been changed for many decades. In the early days of the utility-scale wind turbine in the 1980 most of the wind turbines were from the so called Danish concept. It consist of wind turbines with rated power of less than

100 KW and the rotor operates at a fixed rotational speed because the asynchronous generator is connected to the grid directly and the grid frequency dictates the rotor frequency. The wind turbine uses the stall effect to limit the power at higher wind speed. This has worked very well as long as the wind turbine is small and the grid is strong compared to the capacity of the wind turbines. This concept was simple and robust, standard components such as asynchronous generators can be used without modifications. With larger wind turbine and a larger penetration of wind power in the grid a more advance control concept is required.

No longer can the grid operator afford to ignore the influence of the wind turbine on the grid but it even requires the wind turbine operators to support the grid in fault situations, such as over or under frequency, voltage drop etc.

This has led to new control philosophy on the wind turbine that is basically the state of the art today and has been adopted by almost all the wind turbine manufacturers. Currently most of the wind turbines have 3 blades, the power rating ranges typically from 1 Megawatt to 3 Megawatt for onshore wind turbines and 3.6 MW to 8 MW for the offshore wind turbines. The power that the wind turbine can extract from the wind increases with the cubic power of the wind speed. Once the power has reached the maximum power of the generator, the wind turbine must find a way to limit the power increase in order to limit the loads on the wind turbine components. The Danish concept uses the stall effect to limit the power but for large wind turbines, this creates vibrational problems induced by the nonlinear stall effect. To circumvent this problem, the engineer has added a blade pitch system to the rotor, which essentially let the rotor change the angle of attack of the blade according to the wind speed hence regulating the lift force to limit the aerodynamic torque. This innovation has enabled the engineers to scale up the wind turbine up to a size that was unthinkable twenty years ago. Basically all the wind turbine manufacturers have adopted the pitch regulated wind turbine design for their multi-megawatt machines.

The scaling effect of the wind turbine means that the trend toward larger wind turbines was driven by the cost consideration. This is the main reason that wind turbines, in contrast to photovoltaic panels, are less suitable for household applications because the cost reduction potential for small wind turbine is limited and above all in a built environment in urban areas the wind energy potential is very limited. In term of levelized cost of energy, small scale wind energy cannot compete with photovoltaic panels in areas of reasonable solar radiation. The most important limitation for the further increase of the wind turbine size is the logistics and social acceptance. Moving around blades with a length of over 60 meters in a complex terrain and lift it to a height over 140 meters represent a formidable technical challenge. Furthermore, the sheer dimension of the wind turbine and the altered perception of the landscape within the population need to be dealt with carefully in order not to affect the high acceptance level of the wind energy. All this means that the wind turbine size onshore will not increase significantly in populated areas, such as Europe.

For offshore wind turbines there is still room for size increase even with all the technical challenges associated with the design and manufacturing of 10 MW plus wind turbines. The main reason is because one can reduce the number of wind turbine locations by using larger wind turbines; hence saving logistic costs, balance of plant costs etc. The logistic challenge for offshore is very different than for wind turbine onshore. Offshore logistics is really not about the technical feasibility but it depends mostly on the economics. The offshore logistics has profited significantly from the oil and gas industry but the economics of offshore oil and gas exploration is very different than the economics of offshore wind energy because of the very strict capital cost constraints for offshore wind energy projects. Furthermore, the scaling of wind turbine increases the loads on the structure with a power exponent between 2 and 3. This means that at a certain point, the increase of the power capture can no longer justify the cost increase for the production of the very large wind turbine.

Currently there are many different wind turbine manufacturers that produce a variety of wind turbine concepts. One can use the following turbine characteristics to illustrate the evolution of the concepts and future technology trends.

3.2. How much power produces a wind turbine?

As mentioned before the wind turbine rating has been increasing continuously from few hundreds KW to the 8 MW wind turbine that is currently the wind turbine with the largest power rating. One needs to be aware that power rating alone is not an indicator of how productive or efficient the wind turbine is and it does not say anything about the levelized cost of energy. In general for high wind speed sites, that is, sites with a mean wind speed above 9 m/s at hub height, high power rating is usually preferred because it is associated with a high energy output with relatively small rotor diameter. However, with the trend toward low wind speed sites, high power rating is not necessarily the most cost effective concept. The main reason behind that is that although the total amount of harvested energy may well be higher than for a wind turbine with a lower power rating, the extra cost associated with the large generator and oversized electrical components may not be justified by the limited amount of time that the wind turbine is producing the rated power. Furthermore one needs to consider the power rating together with the rotor size (i.e specific power expressed as MW/Rotor Swept Area) and the resulting capacity factor (which is a measure of the equivalent full load hours) in order to find an optimum configuration with the lowest cost of energy [8].

For offshore wind turbines the tendency toward larger power rating is driven by the balance of plant cost, that is cost of the foundation, cabling, offshore transformer substation and grid connection etc. The wind turbine accounts for about 50% of the capital expenditure. The incentive to reduce the number of wind turbines by increasing the power rating of each turbine is large because of the saving on foundations, cabling etc. However, the logistics constraints dictate also limits to the size of wind turbines that can be built. Such constraints can be for example the maximum monopile diameter that can be driven by the hydraulic hammer or the capacity of the crane that can lift a certain weight up to the hub height of the wind turbine. Technically a 10 MW wind turbine can be built with the current technology, the question that remains, however, is whether the levelized cost of energy will be lower than for wind turbines of lower power rating.

3.3. How many blades should a turbine have?

Currently most of the wind turbines have 3 blades, a small number of wind turbine have 2 blades. The main reason behind that is that the dynamic of the 2 blades wind turbines is more challenging than the 3 blades wind turbines. This will be even more true for large wind turbines where the dynamics and instability become more important issues. It is to be expected that for onshore wind turbine the 3 blades will still be the main concept used by the wind turbine manufacturers because of issues such as noise and visual impact.

The sound power level generated by the rotating blade is directly proportional to the fifth power of the tip speed and the two blades wind turbines have inherently higher tip speed therefore higher sound power level. Since noise is an important criterion for the siting of onshore wind farm, the 2 blades wind turbines carry automatically this disadvantage. For offshore wind farm this may not be an issue therefore it is likely that there will be a market for offshore wind turbines with two blades rotor if the technical challenges faced in the early development of two bladed wind turbines are solved.

But there is a increased interest in two bladed wind turbine for offshore application because of the cost saving potential during the installation and the reduced cost of the rotor during the production and during the operation and maintenance.

3.4. What kind of materials should the rotor be made of?

Currently the rotors are mostly made of composite materials, with glass fiber as reinforcement. With the growth of the rotor diameter to increase the energy capture area of the wind turbine, the loads on the rotor also increases. It is assumed that the load increase is proportional to the cubic power of the rotor diameter. However, the data from the scaling of existing rotor blades shows that the load increase is below the theoretical estimate, closer to an exponent of 2.5 [10]. Nevertheless, this poses a significant challenge to the blade structural design. One of the main limiting factors for the blade design is the maximum blade tip deflection. This is especially true for the upwind wind turbines where the deflection of the blade has to be limited in order to prevent the blade from striking the tower in extreme load events. On the other hand, in order to reduce the edgewise cyclic loads, mainly caused by the gravity, it is important to limit the mass of the blade. These reasons lead to a trend toward more flexible blade design with a large blade tip deflection. To limit the maximum blade tip deflection, higher structural stiffness is needed.

Carbon fiber is an ideal candidate for the role of blade stiffening material due to its high tensile strength compared with the glass fiber. However, the cost of carbon fiber and its handling during the manufacturing process have been the major obstacle for its application for rotor blades. Some manufacturers with vertically integrated production chains have been using carbon fibers to keep the blade mass low, which in turn reduce the loads for other components, like the tower, the main shaft, the bedplate etc. Other manufacturers have avoided the use of carbon fiber and pursued a design optimization through better modeling and reduction of the variations in the materials property specifications. With the increased popularity of carbon fibers for automobile and aerospace industry, the upward price pressure on the carbon fiber is likely to be sustained for some time, for this reason some manufacturers have returned to the glass-fiber-only design. Currently it is possible to produce a rotor blade of 75m with a mass of approximately 25 tons entirely from fiber glass [11]. The use of carbon brings also another technical challenge to the wind turbine designer, carbon is an electrical conductor and the blade lightning protection system needs to be redesigned to take this into account when carbon fiber is used for the blades.

The future trend for the blade materials is that glass fibers will remain the most popular and economically attractive option for the medium-term. Manufacturers will carefully evaluate the merit of carbon fibers and only in those cases where the stiffness becomes a critical issue and all the other design options have been exhausted, will the carbon fibers be considered. Carbon fibers will be most likely used only for the highly loaded structural elements such as the spar cap.

3.5. How big is the rotor diameter?

The size of the rotor is going through a new growth wave. The main driver is the so called low wind speed turbines for onshore sites. For offshore wind turbine it is the desire to produce very large wind turbines in order to reduce the number of wind turbine in an offshore wind farm. The available sites with very good wind resources and with easy access to the grid are increasingly rare in countries with high wind energy penetration, such as Germany. Most of the wind turbine manufacturers are using a relatively larger rotor within an existing product line of similar power rating to significantly increase the capacity factor.

Capacity factor for a wind turbine is the ratio between the total amounts of energy produced at a specific site in one year and the amount of energy that the turbine is capable to produce if operating at rated power (the name plate power) all the time throughout the year. Since the wind resource is variable, it is not possible that the turbine is operating at rated power all the time, therefore the capacity factor is always less than one. Typical capacity factor for onshore

site varies from 25% up to 40%. For offshore wind turbines, capacity factors of more than 50% are achievable for good wind sites. The historical trends shows that the capacity factor has been on the rise, for the US wind projects the increase of the capacity factor is clearly observable in the last 10 years with the capacity factor increasing from upper 20% to the upper 30% for a relatively good wind regime [12].

This added value comes with a reasonable cost increase related to the use of a larger rotor, while most of the wind turbine components remain almost the same from the existing product platform. This combination of large rotor with medium size generator leads to a better LCOE for the low wind speed sites [8]. This strategy can be observed from the evolution of the GE Wind turbine development. In 15 years it has gone from a rotor diameter of 70 meters for a wind turbine of 1.5 Megawatt to a rotor diameter of 100 meters for a wind turbine of 1.6 Megawatt. That is an increase of more than 40% in 15 years while the generator size has barely increased.

However, the growth of the rotor diameter will be limited by other constraints, such as material limitation of glass fiber because a further increase in the rotor diameter may require the use of carbon fibers which can diminish the benefits of the higher energy capture. Other constraints such as transportation and logistics can also limit the further growth of the rotor diameter. In order for the blades to be transported on the road, the dimension of the blade needs to be within the constraint of the bridges, turning radius of the roads etc. For the blade to grow further in length, inexpensive modular blade concept has to be developed in order to allow the blade to be transported in pieces. This is not an easier engineering task, as the joints between the blade section need to withstand a high number of fatigue load cycles and the extreme loads cause by extreme wind conditions or faults.

4. Making wind turbines and wind farms more intelligent?

The dynamic behavior of the wind turbine and the need to operate in an uncontrolled environment means that the turbine must possess a robust and stable control system that can operate under very different wind conditions without sacrificing the power performance. The control system exercises a very significant influence on the wind turbine system loads and the power performance, therefore it has to be carefully designed to make sure that the loads are minimized and the power output is maximized.

With the growth of the wind turbine size, the load on the components increases as well, more specifically, the loads increases generally faster than the increase in rotor diameter. This poses a problem for the up scaling of the wind turbine, where the ratio between energy outputs per kilogram mass become less attractive for larger wind turbines if the load increase is disproportional. Therefore the development of advance control system has received much more attention with the increase of wind turbine size because of the potential it offers in load reduction.

Currently the main actuator of the wind turbine is the pitch system which change the blade angle of attack in order to keep the power output constant (i.e. the maximum power) at wind speed above rated wind speeds. Most of the turbines are operating with a so called collective pitch system, where the pitch angle is the same for all the blades. Because of the wind shear, the mean wind speeds are not constant over the height; therefore the blades are seeing asymmetrical loads in each rotation. In order to reduce this load imbalance individual pitch control has been introduced, where each of the blades is allowed to operate with a slightly different pitch angle, with the aim to minimize the load imbalance. Individual pitch control has been adopted by many wind turbine manufacturers for wind turbines with large rotors, mainly to keep the load level as low as possible, hence to keep the tower top mass increase within a tolerable limit.

Recently new control mechanisms have been introduced, notably the active rotor with aerodynamic control. The principle behind all the active rotors is the same, namely using electromechanical devices to influence the aerodynamic properties of the blade [13]. To be more precise, the lift and drag coefficients of the rotor are no longer fixed but can be shifted up and down by actuating these electromechanical devices. By adapting lift and drag forces one can change the loads and/or the power output. The real potential of the active rotors are not so much in increasing the power performance but to decrease substantially the loads and therefore make the design of very large rotor blades possible. The electromechanical devices could be flaps, slats, micro tabs, active suction, plasma actuators etc. The main challenges for the active rotor blades are the cost and reliability aspects. The cost should be lower than the potential benefits of deploying such active rotors, which include mass reduction or power capture increase by rotor size increase without load increase. The aspect of reliability should not be neglected because adding more sensors and actuators to the system will automatically decrease the system reliability with everything else being equal.

Another approach to reduce the load is to predict the load ahead of time. This can be done for example by using a Lidar (Light Detection and Ranging) system which can measure the line of the sight wind speed at several hundred meters to several kilometers ahead of the wind turbine (Figure 1). By providing the wind turbine control with the wind information in advance, the control system can predict the dynamic behavior of the wind turbine and adjust the control system accordingly. This can be a wind gust which could have caused a larger load increase if no wind preview information was provided to the wind turbine. Experiments with research wind turbine using Lidar assisted control showed that it is possible to reduce the fatigue loads of the wind turbine considerably together with a collective pitch system [14]. However, the results need to be verified also for larger wind turbine of megawatt size. Another challenge that the Lidar assisted control system faces is the cost of the Lidar system. Currently there is economically simply no justification to deploy a Lidar system for load reduction purposes. The cost of the Lidar has to decrease significantly in order to make it a viable option for the wind turbine manufacturers.

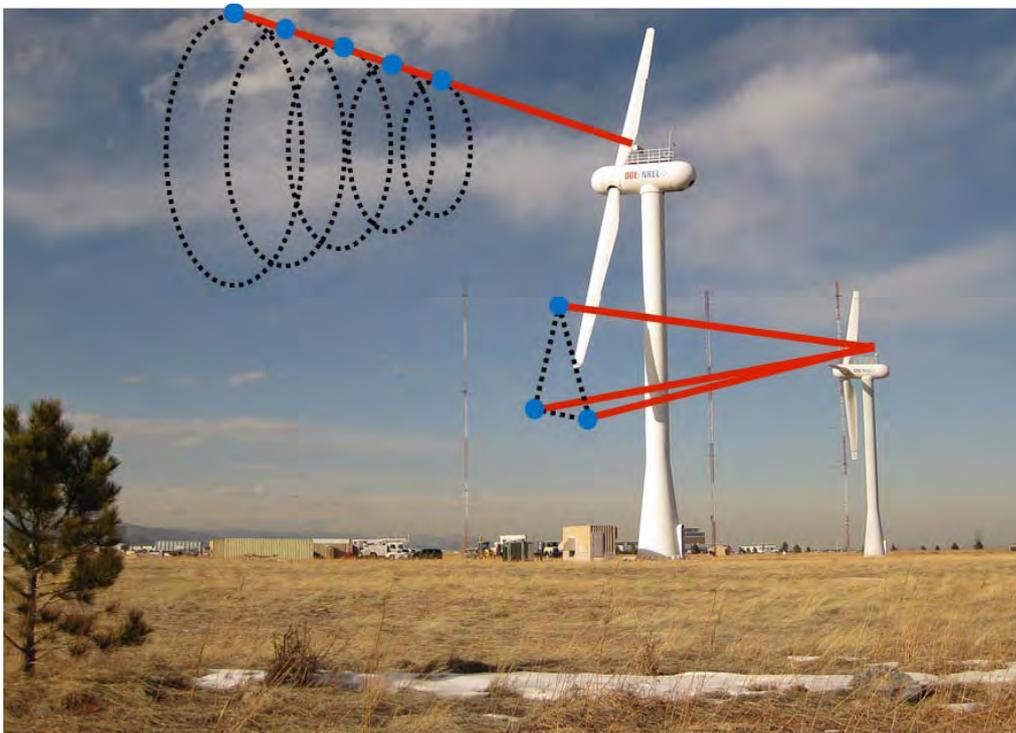


Figure 1: Lidar preview control for wind turbines

So far only the control of a single wind turbine has been discussed. With the increased significance of the wind power in the power generation system, the wind park is no longer a simple collection of wind turbine but a wind power plant. The control of such wind power plant need to fulfill the requirements set by the grid operators, mainly to guarantee the system stability and robustness. Modern wind farm have shown that the grid requirements, such as fault ride through, fluctuation in frequency and voltage, power curtailment etc. can be met with the existing technology. One of the potential areas that can bring substantial benefits to the wind farm operators is the wind farm optimization with respect to the wake losses [15].

The wind speed behind a wind turbine is reduced compared to the undisturbed ambient wind speed since kinetic energy has been extracted by the wind turbine. This creates a velocity deficit in the wind profile which in turn reduces the available wind power for the wind turbine in the second row. In the worst case where the wind turbine in the second row is directly in the wake of the first turbine, it can mean up to 40% less power than the first turbine [16]. There are several ways to increase the power of the wind turbine in the second row, for example by reducing the thrust, hence the power extraction of the first wind turbine, or by giving a slight yaw misalignment to the first wind turbine so that the wake is deflected. The main challenge in this field of research is that the wake behind the wind turbine is a highly complex and dynamic phenomenon. Without a reliable model to describe the evolution and interaction of the wakes behind the wind turbine, it will be very difficult to devise an optimization strategy to increase the wind farm output. For this reason most of the research effort is currently focused on the modeling of the wake and predicting the wake impact on the wind turbine. It is expected that in the long-term this can yield an optimization strategy that could increase the overall wind park out by 10-15%.

5. The future of wind energy

How will wind energy develop in the coming 20 years? A precise answer is certainly not possible due to the many uncertainties that we have seen in the development of the past scenarios. Economic downturns, political and regulatory uncertainties, unconventional oil and gas, climate change etc. made a reliable prediction rather difficult. Within the European Union, from the latest European Wind Energy Association's new central scenario, approximately 192 GW of wind capacity is expected for 2020. The total production from wind electricity is estimated to be 442 TWh which corresponds to 14.9% of the expected electricity consumption in 2020. The estimate from the Global Wind Energy Council is a doubling from the current capacity of 318 GW (2013) to almost 600 GW by 2018. Most of the 600 GW will be onshore wind energy because it is currently the most affordable renewable energy source. It is available almost everywhere and can be harvested in a reliable way. Currently the installed capacity of wind power is very concentrated in a handful of countries. These countries have implemented policies with financial incentives that encourage development of wind energy in large scale. However, many more countries will have significant amount of wind energy as subsidies on fossil fuels become less and less sustainable and the pressure to reduce the greenhouse gas emissions increases. It has been shown that a 30% wind power penetration is technically viable and can be implemented with reasonable investment in grid infrastructure [17].

The technological development [18] will contribute continuously to the reduction in the cost of wind energy, by finding the optimal ratio between the rating of the wind turbine and the capacity factor. Advances in rotor design and innovative materials will enable larger and lighter rotor blades. Innovative concepts and manufacturing technology for major components/subsystems of the wind turbine, drive train, tower, control that can contribute further cost reduction of the wind turbine and the improvement in wind park control to reduce the wake losses could add up to 15% of more power output.

Without a long-term and stable policy framework with clear rules, the risks of investing in wind energy would be deemed too high for many private investors and therefore it is necessary that clear long-term target for climate goals and renewable energy are set by the government and international bodies while the financial incentives for investing wind power need to be kept in place. During the recent crisis, the Spanish government has changed retroactively the taxes and tariffs for the renewable energy; this has destroyed the confidence of the investors and the developments of new renewable energy projects were basically stalled overnight. It is important that these financial incentives shall be measured objectively to avoid being perceived as too generous and at the same time the incentives should be reviewed and adjusted on a periodical basis to account for the cost reduction due to technological advances and changing market condition. The positive view on the wind energy is that the growth of wind energy will continue regardless of the difficulties mentioned above, the real uncertainty is how fast it will be able to grow in order to meet the prediction of 25% wind electricity by 2030 [4] and how this contribution will be able to keep the CO₂ emissions within the limit regarded as necessary by the international organizations.

References

- [1] International Energy Agency (2012) IEA Wind Task 26. The Past and Future Cost of Wind Energy. Technical Report NREL/TP-6A20-53510.
- [2] Global Wind Energy Council (2013) Global Wind Report. Annual Market Update 2013.
- [3] International Energy Agency (2013) Renewable Information 2013.
- [4] Global Wind Energy Council (2012) Global Wind Energy Outlook 2012.
- [5] Navigant Research (2014) International Wind Energy Development: World Market Update 2013 - Forecast 2014 – 2018.
- [6] European Wind Energy Association (2012) Wind in Power-2011 European Statistics
- [7] International Energy Agency (2012) World Energy Outlook 2012.
- [8] Molly, J.P. (2011) Rated Power of Wind Turbines: What is Best?, DEWI Magazin, 38, 49-57
- [10] Griffin, D.A. (2004) Blade System Design Studies Volume II: Preliminary Blade Designs & Recommended Test Matrix, SAND2004-0073, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM.9
- [11] <http://www.siemens.com/press/en/presspicture/?press=/en/presspicture/pictures-photonews/2012/pn201204.php> (11.11.2012)
- [12] Wiser, R.; Bolinger, M. (2011). 2010 Wind Technologies Market Report. DOE/GO-102011-3322. Washington, DC: U.S. Department of Energy Office of Energy Efficiency and Renewable Energy.
- [13] Barlas, T. (2010) Knowledge Base Report for UpWind WP 1B3: Smart Rotor Blades and Rotor Control for Wind Turbines – State of the Art, Project Report Upwind, EU Contract Number Contract 019945(SES6).
- [14] Schlipf, D., Fleming, P., Haizmann, F., Scholbrock, A.K., Hofsäß, M., Wright, A., Cheng, P.W. (2012) Field Testing of Feedforward Collective Pitch Control on the CART2 Using a Nacelle-Based Lidar Scanner, Science of Making Torque from Wind, Oldenburg, Germany, October 2012.
- [15] Barthelmie, R.J. et.al. (2008), Power losses due to wakes in large wind farms, WREC 2008, Glasgow, Scotland.

- [16] Barthelmie, R., Frandsen, S., Jensen, L., Mechali, M., Perstrup, C. (2005) Verification of an efficiency model for very large wind turbine clusters. Copenhagen Offshore Wind Conference 2005. 26-28 October 2005, Copenhagen, Denmark.
- [17] NREL (2011) Eastern Wind Integration and Transmission Study, Subcontract Report NREL/SR-5500-47086.
- [18] Cheng, P. W. (2013) Onshore Wind Energy, in Transition to Renewable Energy Systems (eds D. Stolten and V. Scherer), Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, Germany. doi: 10.1002/9783527673872.ch14

Prof. Dr. Po Wen Cheng, Chair Stuttgart Wind Energy (SWE), Institute of Aircraft Design, University of Stuttgart, Allmandring 5b, D-70569 Stuttgart, Germany, powen.cheng@ifb.uni-stuttgart.de

The Importance of Electrochemistry for the Development of Sustainable Mobility

Jochen Friedl^{a,b} and Ulrich Stimming^{a,b,c,d} Technische Universität München, Dept. of Physics E19, Garching, Germany (other affiliations: see at the end of the article)

Abstract

Electrification of the vehicle powertrain is the most promising option for sustainable mobility [1]. For this purpose, electrochemical devices like supercapacitors, batteries or fuel cells are required.

This text will present the electrochemical operating principles of supercapacitors, batteries and fuel cells. Their fundamental electrochemical properties prearrange very different applications for the three devices, as large differences in the power and energy densities are evident. It will be shown that supercapacitors, batteries and fuel cells therefore are best used according to their electrochemical functionality.

1. Introduction

The International Energy Agency (IEA) calculates that in order to limit the rise in global temperature to 2 °C (with a probability of 80%), all energy related CO₂ emission in the year 2050 have to be half of what was emitted in 2009 [2,3]. As transport accounts for more than 50% of the total demand for oil products in 2014 and this oil is then burned releasing CO₂ (142 gCO₂ per driven kilometer in the EU in 2010), the transport sector is the major target for reducing CO₂ emissions [4,5]. Simply improving the efficiency of internal combustion engines will not suffice to limit global warming to 2 °C [2]. Therefore, electrification of the vehicle powertrain is the most promising option for future mobility, provided the CO₂ generation associated with electricity production can be lowered significantly.

Electricity could either be stored in electrochemical energy storage devices (supercapacitors and batteries) or converted to chemical energy and then back into electrical energy in electrochemical energy conversion devices (fuel cells). Electrochemistry, just like photovoltaics, is based on interfacial transfer of charges. These interfacial reactions are usually of much higher thermodynamic efficiency than volume processes, such as combustion in conjunction with heat engines [6].

Wilhelm Ostwald's pioneering statement regarding one of the main challenges of electrochemical energy storage still holds true: *“Another important thing is the question about accumulators, that is, about the best storage of electrical energy. We have to solve the problem of storing a maximum of energy in a preferably small room with low weight”* [7]. Reiterated, this is the challenge how to achieve maximum energy density (gravimetric and volumetric) or, in terms of electromobility, how to increase the range of an electric vehicle. We will show that fuel cells generally possess the highest energy density and supercapacitors the lowest, with batteries in between.

The second important parameter is the power density, how fast energy can be taken up or released. For electromobility this translates to the question of acceleration or how long it takes to charge an electric vehicle. With respect to power density the former sequence is reversed, with supercapacitors being on top and fuel cells at the bottom. Batteries are characterized by an intermediate power density.

This situation is presented in Fig. 1. The double logarithmic representation of power and energy density is typically referred to as Ragone plot. In the following the operating principles for the three devices will be given and it will be shown that their respective positions on the Ragone plot can be derived from their physical properties.

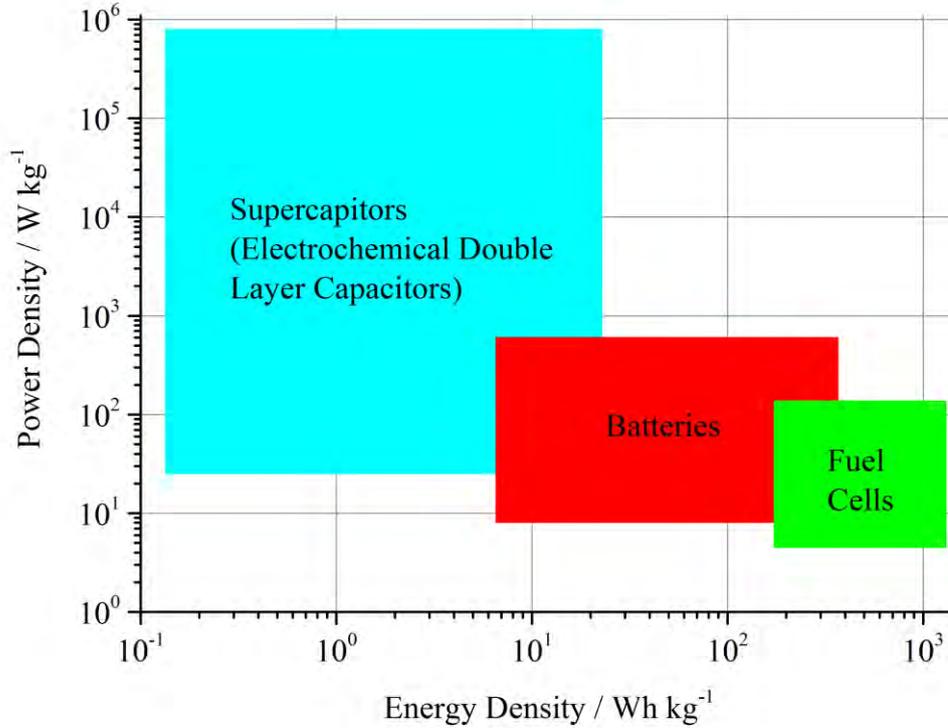


Fig. 1. Ragone plot for supercapacitors, batteries and fuel cells.

2. Supercapacitors

When a metal electrode with the Fermi energy $E_{F,Me}$ is immersed into an electrolyte with Fermi energy $E_{F,El}$ a (Volta) potential difference ΔU will establish across the interface because of the different electronic potential energies. As a result charges accumulate at the interface so that the electrochemical potential $\bar{\mu}_e$ is constant across this boundary [8]. Since the charge density in a metal is much higher than in the electrolyte, this charge accumulation will extend into the electrolyte. This zone of aggregated ions is called electrochemical double layer (ECDL). H. von Helmholtz realized as early as 1853 that this electrode-electrolyte interface can be modelled as a parallel plate capacitor [9]. The metal electrode can be seen as one plate while the ions in the solution form the counter-charge. A constant differential capacitance C_H is obtained which is inversely proportional to the distance between the two virtual plates and directly proportional to the dielectric constant ϵ_r , the permittivity of free space ϵ_0 and the electrochemical active surface area (ECSA) A :

$$C_H = \frac{dQ}{d(\Delta U)} = \frac{\epsilon_r \epsilon_0 A}{d} \quad (1)$$

Later, the model of the ECDL was extended by several authors and it is still a topic of scientific discourse [10–14].

The ECDL can exhibit substantial specific capacitances, for carbon materials in aqueous electrolytes typically $\sim 10^{-5}$ F cm⁻² are given in the literature [15]. This is due to the fact that

hydrated ions can approach the electrode up to very small distances (some Angstroms) [16]. A complete device comprises two electrodes (one positive and one negative) in an electrolyte, hence the two single capacitances add up according to:

$$\frac{1}{c} = \frac{1}{c_+} + \frac{1}{c_-} \quad (2)$$

The energy of supercapacitors is entirely stored in the ECDL. The stored energy is therefore given by:

$$E_{SC} = \frac{1}{2} C U_{max}^2 \quad (3)$$

with the maximum region of electrochemical stability of the electrolyte U_{max} . For example, in aqueous electrolytes $U_{max} \approx 1V$ because electrolysis of the water molecules at the electrodes prevents higher voltages. Besides aqueous electrolytes, organic electrolytes ($U_{max} \approx 2.7 V$) and ionic liquids are employed for supercapacitors [17].

With U_{max} fixed by the type of electrolyte the only other parameter to increase the energy density is C and therefore the ECSA A , according to eq. (1). Carbon is one of the most abundant materials available and most supercapacitors employ porous carbon as active electrode material. High conductivity, electrochemical stability and high surface area make carbonaceous materials an excellent choice. By decreasing the size of the pores the surface area can be increased which should increase the stored energy. However, while early studies suggested a linear dependence between specific capacitance and surface area (calculated via the Brunauer-Emmett-Teller method) [18], the capacitance becomes almost constant for values higher than $1200 - 1500 \text{ m}^2 \text{ g}^{-1}$ [17].

This phenomenon can be explained by charge screening of ions in adjacent pores, when the pore walls become too thin. A similar effect was shown by Gogotsi et al. when they plotted the normalized capacitance versus the average pore size for two ionic liquids as electrolyte (Fig. 2) [19].

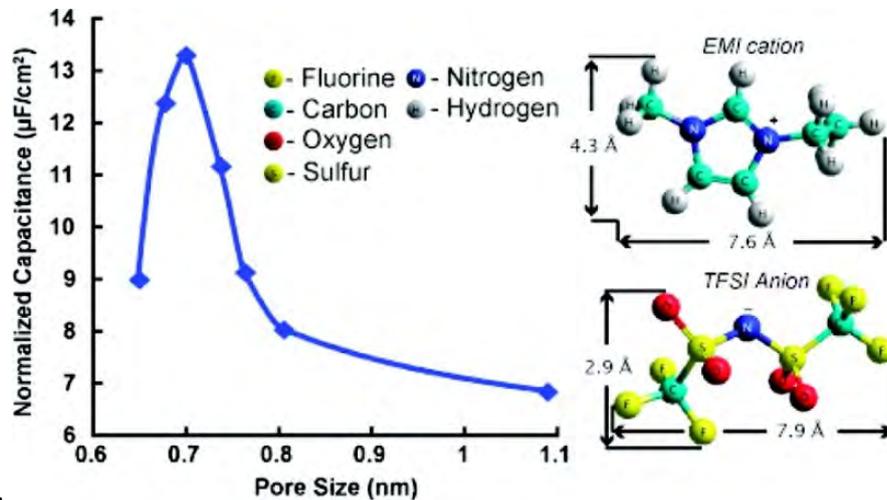


Fig. 2. Normalized capacitance over the pore size with employed ionic liquid ions. The graph is taken from [19].

Therefore, with both U_{max} and the ECSA A being fundamentally limited, the highest achievable energy densities of electrochemical double layer supercapacitors are of the order of 10 Whkg^{-1} . To overcome this barrier in energy density it is possible to implement ion storage mechanisms into the electrodes. These hybrids between batteries and supercapacitors, the so called pseudo-capacitors, store energy in the ECDL and in surface redox-reactions

provided by conducting polymers [20], metal oxides [17] or large inorganic clusters, so-called polyoxometalates [21].

The obtainable power P of supercapacitors is given by:

$$P = \frac{1}{4\tau} U_{max}^2 \quad (4)$$

with time-constant τ . If there are no faradaic reactions (no charge transfer through the interface) taking place, τ is given as product of the capacitance times the ohmic resistance of the device R_{Ohm} . As for charging and discharging only a repositioning of the ions in the electrolyte is required, the achievable power density of ECDL supercapacitors is on the order of some 10 kW kg⁻¹.

Besides high power, another advantage of ECDL supercapacitors is their high cycle stability. Since the electrodes do not experience structural changes during charging or discharging there is little ageing conceivable and more than 500000 cycles are reported [22].

According to their strengths, high power density, reliability and high cycle lifetime, ECDL supercapacitors are employed for electric mobility. They work well for kinetic energy recovery systems (KERS) or they can supply the cranking current to start the engine in start-stop vehicles. They are also used e.g. to open the 16 emergency doors on the Airbus A380 in case of an emergency, which shows that today ECDL supercapacitors are ready for large scale implementation in terms of performance, safety and reliability [23].

3. Batteries

Just like supercapacitors, batteries consist of two electrodes and a connecting, ionically conducting electrolyte. The two electrodes both exhibit charge transfer reactions which take place at different chemical potentials, the anode has a lower potential than the cathode. To be noted that while usually the electrode at which oxidation is taking place is defined as anode, while the cathode is the site of reduction, for batteries the electrode with the lower potential is defined as anode which is oxidized during discharging and reduced during charging. The energy content of a battery is given as the product of (Volta) potential difference ΔU and the number of electrons that can flow from anode to cathode. The latter quantity is called capacity Q :

$$E_{Bat} = Q \Delta U \quad (5)$$

For commercial Li-ion batteries, the workhorses of portable consumer electronics, the anode is typically made from graphite. Its layered structure supplies interstitial sites which can be filled by Li⁺ - cations. Intercalation is a solid state reaction which requires chemical bonding anisotropy of one of the reactants and graphite is an excellent host lattice [24]. When the graphite anode is fully charged, one Li⁺ - cation resides in the lattice for every six carbon atoms. Upon discharge, the Li⁺ - cations de-intercalate and are taken up by the Li-containing electrolyte, e.g. LiPF₆. Simultaneously, to ensure charge neutrality, the host lattice releases an electron:



The potential of this reaction is approximately 0.1 V vs. Li/Li⁺ and the theoretical specific capacity $q_C = 372 \text{ mAh g}^{-1}$ [25]. The re-insertion upon charging leads to a volume expansion of the graphite host of about 10 %.

Lithium metal would of course be an anode with a much higher theoretical capacity than graphite ($q_{Li} \sim 3860 \text{ mAh g}^{-1}$), but the growth of Li dendrites and other issues lead to major

safety concerns and therefore this type of anode seems not to be applicable for rechargeable batteries. However, Li-anodes are topic of intensive research [26].

The cathodes are typically Li-intercalation compounds such as LiCoO_2 ($q_{\text{LCO}} = 170 \text{ mAh g}^{-1}$) or LiFePO_4 ($q_{\text{LFP}} = 150 \text{ mAh g}^{-1}$) [25]. As the intercalation reaction into these materials takes place at high potential, e.g. 3.7 V vs. Li/Li^+ for LiCoO_2 , the achievable energy density of Li-ion batteries is correspondingly high (see eq. (5)).

One of the big advantages of Li-ion technology is that the electrochemical reactions are intercalation reactions, and not conversion reactions. In a lead-acid battery, both the Pb-anode and the PbO_2 -cathode are converted to PbO_2 during discharging and the reverse processes are taking place during charging. This constant re-structuring of the chemical bonds in the solid-state electrodes can lead to capacity fading. The intercalation reactions of modern Li-ion batteries impose less stress on the electrodes which enhances cycle-lifetime.

In contrast to supercapacitors the energy is entirely stored in the electrodes and the electrons are released via interfacial electron-transfer reactions. Since the 1930s the empirical model of Butler and Volmer is used to describe these reactions and it predicts an exponential relation between applied potential and transfer rate, which is proportional to the current [27]. While the formalism was extended by Marcus, Hush, Randles and others [28,29], for this work it is sufficient to realize that without applied (over-)potential no current is flowing (or vice-versa, if there is a current flowing the cell potential will deviate from its resting potential). Therefore, the theoretical possible ΔU is diminished by this overpotential, applied to both anode and cathode, which limits efficiency. The exact dependency of current on potential is determined by kinetic parameters, very facile reactions enable high rates. This thermodynamic barrier for electron transfer and the internal ohmic resistance of the battery limit its power density.

EVA, the electric Taxi built by TUM CREATE, can serve as an example for a state-of the art electric vehicle powered by a Lithium-ion battery [30]. 216 graphite/Nickel-Manganese-Cobalt-Oxide cells supply a total energy of 50 kWh, which enables the car to run 200 km without charging. Each of these battery cells is characterized by an energy density of 170 Wh kg^{-1} . However, the single batteries have to be closely monitored and their temperature has to be controlled. For this purpose secondary systems are added and the total battery-pack, batteries plus periphery, has a significantly reduced energy density of 101 Wh kg^{-1} . The United States Advanced Battery Consortium has set a long-term goal of 200 Wh kg^{-1} for battery packs [31] but, looking at Fig. 3 which shows potential and capacity of various cathode and anode materials, this seems unachievable with intercalation electrodes [32].

One way to achieve this goal is to pursue research on new electrode materials that do not rely on intercalation but on conversion or alloying. For cathodes sulfur- and oxygen-based materials are intensively investigated [33–35]. Possible candidates for new anode materials are given in Fig. 3. Here, we will briefly present two exemplary research directions, one for anodes and one for cathodes.

While fully Li-intercalated graphite has the formula LiC_6 , fully Li-alloyed silicon is represented by $\text{Li}_{22}\text{Si}_5$. As 4.4 Li-ions per host atom can be accommodated an impressive theoretical capacity of 4200 mAh g^{-1} is obtained [31,36]. Problematic, however, is the extreme volume expansion (310 %) that accompanies full lithiation [31]. This structural change during alloying and de-alloying usually results in a rapid decay of capacity as the active material of the electrode fractures and therefore becomes electrically isolated. A typical strategy employed to mitigate these capacity fading effects is the application of nanostructures as they have shown to be more resilient to the mechanical stress [36]. Besides the high capacity, Si as anode material would be advantageous due to its abundance in the earth's crust and a well-developed industrial infrastructure for manufacturing.

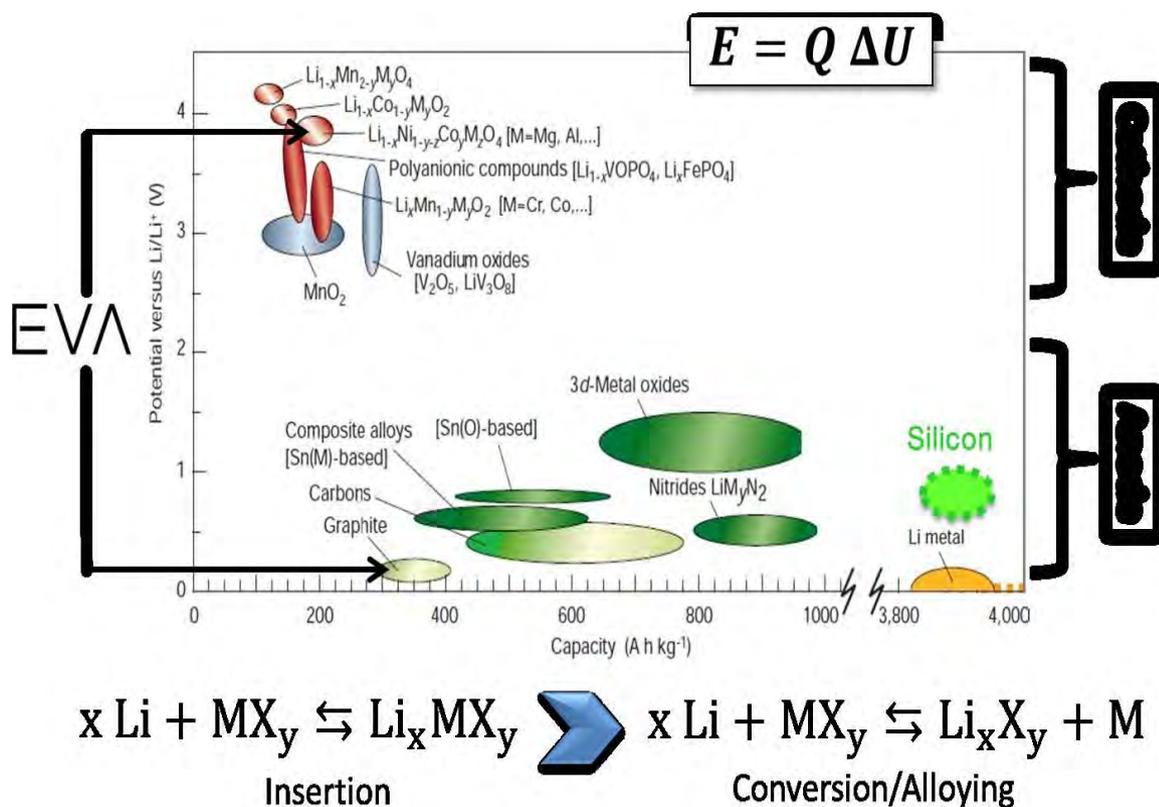


Fig. 3. Suitable materials for anode and cathode of a Li-ion battery. The transition from insertion/intercalation materials to conversion/alloying materials could increase the gravimetric capacity of anode materials. The graph is adapted from [32].

Commonly a lithium-air/oxygen battery comprises a Li-metal anode, a lithium conducting non-aqueous electrolyte and porous carbon as cathode [33,34]. During discharge O_2 is reduced at the cathode to O_2^{2-} which combines with Li^+ from the electrolyte to form Li_2O_2 which deposits on the carbon electrode. During charge the reverse reaction takes place. If the required oxygen is taken up from the air, this technology promises a substantial capacity of 1200 mAh g^{-1} . For commercial application, however, several challenges have to be tackled first [38]:

- A stable electrolyte has to be found, as the formed oxygen radical anion is highly reactive and tends to decompose the electrolyte [39];
- Formation of insulating Li_2O_2 blocks the pores of the cathode materials which leads to pre-mature end of discharge;
- While discharge is fairly facile, the re-oxidation of Li_2O_2 is sluggish and many configurations implement catalyst for charging the cell.

Besides the unsolved scientific challenges there are doubts that the lithium-air battery could carry over its high theoretical capacity to actual vehicle applications [37]. Most likely an oxygen-containing pressure vessel had to be carried on-board, which decreases system energy density significantly and increases engineering efforts. Some authors favor a more traditional, closed approach for future mobility, like the combination of Si-anode and a layered manganese-rich nickel-manganese-cobalt oxide-cathode (LMRNC). A comparison of novel and existing cell chemistries and their practical and theoretical energy density can be seen in Fig. 4.

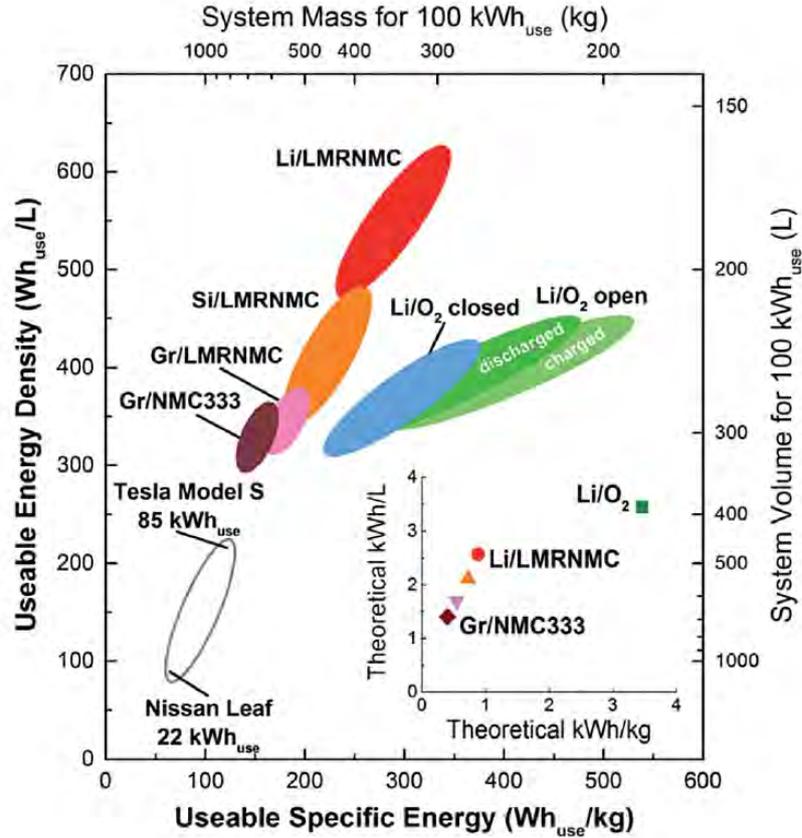


Fig. 4. Calculated system-level energy density and specific energy for 100 kWh of useable energy at 80 kW power. Closed Li/O₂ means that an oxygen tank is incorporated while Li/O₂ open extracts the necessary oxygen from the air. The graph is taken from [37].

4. Fuel Cells

Just like batteries, fuel cells comprise one anode and one cathode. However, there are a number of important differences. First, fuel cells are non-rechargeable. They oxidize some fuel (hydrogen, methanol, ethanol, carbon, ...) at the anode while reducing an oxidant (oxygen) at the cathode. The reaction product (H₂O, CO₂, ...) is discarded (or partially fed back into the anode). Second, fuel cells do not store energy in the electrodes but the energy is located in the chemical bonds of the fuel. Fuel and oxidant are stored in external tanks and are pumped into the membrane-electrode assembly (MEA) for conversion. The electrodes serve as reaction-site and electron source/donor for the redox-molecules in the heterogeneous electron transfer. Third, fuel cells often require catalysts. The hydrogen related reactions, hydrogen evolution reaction (HER) and hydrogen oxidation reaction (HOR), are the most studied electrode processes [40]. Despite this huge effort there are still debates about the exact nature of the reaction, as both HER and HOR take place directly at the electrode and they are therefore highly sensitive to the state of the surface [3]. What is well established, however, is that the energy required to break up the bonds of the intact H₂ molecule is 4.5 eV. Splitting such a strong bond clearly requires a substantial participation of electrode effects.

The overall reaction in an acidic environment reads:



Two mechanisms have been established, Volmer-Tafel and Volmer- Heyrovsky, both involve the adsorption and reduction of a proton. On platinum metal, the best known catalyst, the reaction has an exchange current density j_0 , which is a measure of activity, of roughly $10^{-3} \text{ A cm}^{-2}$. This is six orders of magnitude higher than the activity of unsuitable metals, such as cadmium or indium, as can be seen in Fig. 5.

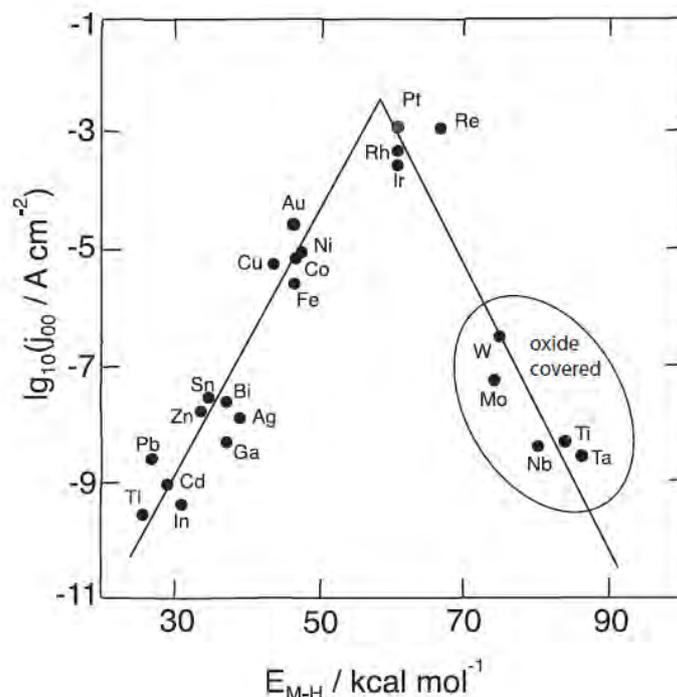


Fig. 5. “Volcano” plot showing the exchange current density over strength of interaction between metal and protons. The graph is taken from [40].

A big challenge of the hydrogen fuel cell, however, is the cathode side at which oxygen is reduced. This reaction is very sluggish, even on Pt ($j_0 \approx 3 \cdot 10^{-7} \text{ A cm}^{-2}$). For a hydrogen fuel cell the slow kinetics of the cathode results in a significant loss due to the overpotential even at small currents. For example, to obtain a current density of 200 mA cm^{-2} (at 1 bar O_2 and H_2 pressure) the resting potential of 1.23 V is reduced to 0.78 V. Another effect of the sluggish electron transfer kinetics, besides low obtainable currents and therefore a low power density, are the high catalyst costs. In an estimation of the US Department of Energy, given in Fig. 6, catalyst costs will dominate stack cost for mass-produced fuel cells [41]. This is because the costs of the precious metal cannot be reduced by up-scaling or engineering efforts.

Other fuels for low- and intermediate temperature fuel cells are conceivable [42]. However, methanol faces similar problems with catalyst material as hydrogen [43] and the total oxidation of ethanol proves to be challenging at low temperature [3]. Strategies to overcome this kinetic bottleneck are proposed in the literature:

- Computational studies to explain the reaction pathways, determine the crucial parameters and design more advanced catalyst materials in order to lower the amount of precious metals in the MEA [44];
- Model catalyst studies to understand the influence of single crystal phases, nanoparticles, alloying and other effects to develop a MEA in which Pt is finely dispersed or combined with other metals such as Sn [3];

- Increasing the temperature accelerates reaction kinetics and lowers the purity requirements of the fuel. Therefore, operating fuel cells at intermediate temperatures (200 – 400 °C) could combine the advantages of solid oxide fuel cells with those of polymer exchange membranes. Membranes that are able to withstand those elevated temperatures are being developed at the moment [45,46].

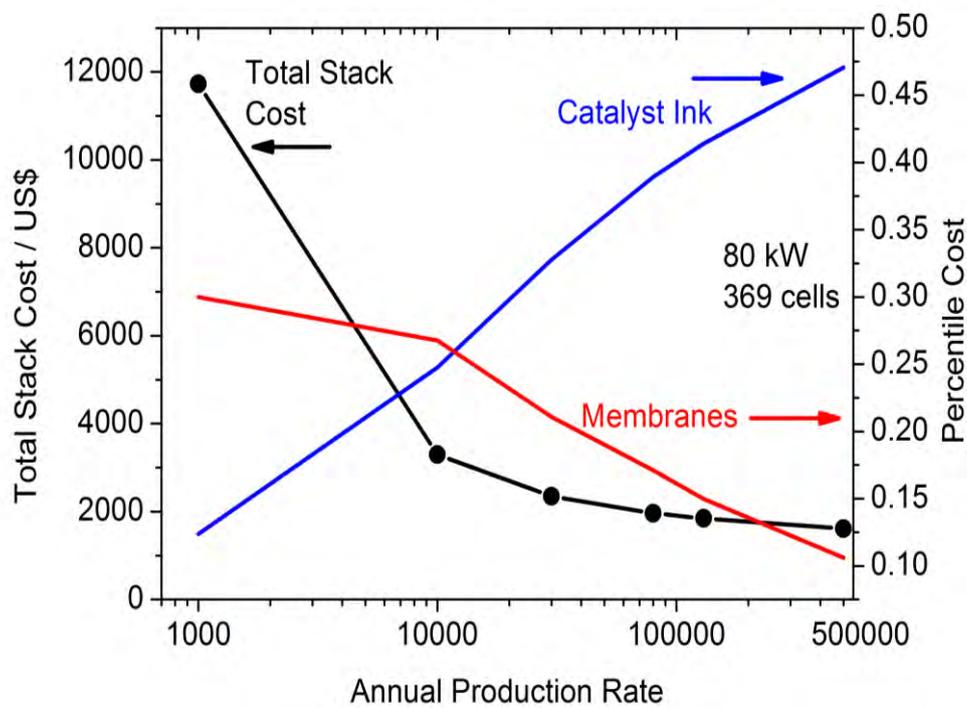


Fig. 6. Estimation of the total stack (80kW) cost as a function of annually produced stacks. In addition the percentile cost for catalyst ink and membranes is given. Data from [41]

The energy density of fuel cells is determined by the energy content of the fuel, and because this can be very high fuel cells feature the highest energy density of the three electrochemical devices. Values for the electrical energy density of some fuels are shown in Fig. 7.

While hydrogen fuel cells could power local-zero emission cars, the production of hydrogen is usually associated with CO₂ emission. Hydrocarbon fuels emit CO₂ during operation. However, as we calculate, a common compact car with a 50 kW FC stack, requiring about 2.5 liters of ethanol for 100 km of the new European driving cycle (NEDC) [3], would have an emission of 53 gCO₂ per kilometer. This compares favorably with the 142 gCO₂ per km for cars in the EU nowadays. If ethanol is made from organic waste CO₂ emissions could become very small.

5. Conclusions

In this paper the reasons for different energy- and power-densities as seen in the Ragone-plot (Fig. 1) for supercapacitors, batteries and fuel cells were analyzed.

It was shown that supercapacitors are intrinsically high power devices because their charging and discharging is fast and does not require charge transport through the interface but only a rearrangement of ions in the electrolyte. The energy density of a supercapacitor is given by the stability window of the electrolyte and the surface area of the electrodes. However, as the

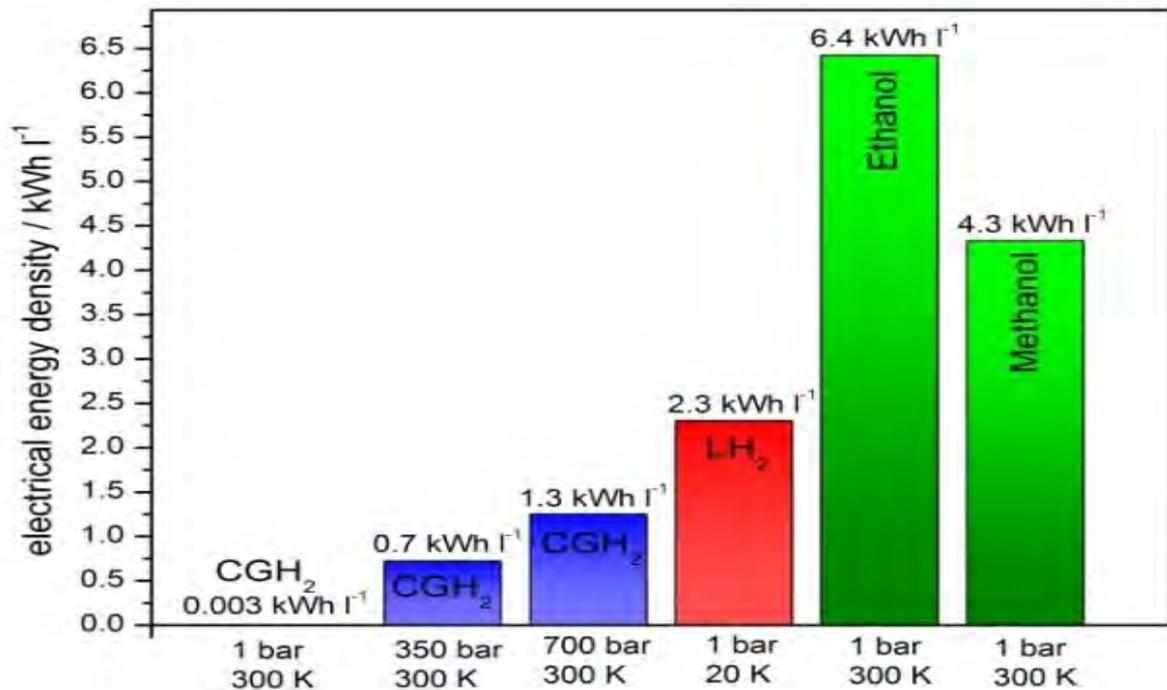


Fig. 7. Volumetric electrical energy density in kWh/l for different fuels multiplied by the thermodynamic efficiency of a fuel cell. The graph is taken from [3].

energy is only stored in the electrochemical double layer, it is inferior to batteries or fuel cells in terms of energy density.

Batteries store the energy in their electrodes. In state-of-the-art lithium-ion batteries intercalation reactions ensure that many charge-discharge cycles are possible as the stress on the electrodes structure is kept to a minimum. To increase the energy density further, however, new concepts have to be employed like conversion or alloying the electrodes. These still require considerable research effort for overcoming challenges imposed by extreme volume changes (Si-anode) or insulating discharge products (Li-air). In terms of power density Li-ion batteries are rated lower than supercapacitors as charge-transfer through the interface takes place. However, the reactions are much more facile than their counterparts in fuel cells, enabling them to provide higher currents.

Fuel cells are high energy devices because the fuels they employ possess a high energy density. Another advantage of these systems for future mobility is the fact that the external tanks of fuel cells could be refilled, which renders time-intensive recharging unnecessary. The biggest challenge for fuel cells are their sluggish electrode reactions, especially the oxygen reduction reaction. The slow and complicated reaction mechanism not only leads to a low power density but also increases the capital cost for fuel cell stacks due to precious metals that have to be incorporated.

Each of the presented devices has its characteristic advantages and should be employed according to these traits. Supercapacitor store and release energy extremely fast, therefore they should be employed as an energy buffer, to recuperate kinetic energy or for short bursts of added power, i.e. acceleration. The achievable range of battery electric vehicles is already perfectly adequate for city traffic and most commuters. Fast charging, as in EVA, can be employed to extend this range [30]. Even further development in battery technology might not suffice to enable longer journeys in territorial states, e.g. Germany. For that purpose fuel cell electric vehicles could be perfectly suitable due to the high energy of possible fuels and the possibility to instantaneously “recharge” by refueling the tank.

References:

- [1] Faria R, Moura P, Delgado J, de Almeida AT. A sustainability assessment of electric vehicles as a personal mobility system. *Energy Convers Manag* 2012;61:19–30.
- [2] International Energy Agency. *Tracking Clean Energy Progress*. Paris: 2012.
- [3] Friedl J, Stimming U. Model catalyst studies on hydrogen and ethanol oxidation for fuel cells. *Electrochim Acta* 2013;101:41–58.
- [4] International Energy Agency. *MEDIUM-TERM Oil Market Report*. 4th ed. Paris: 2009.
- [5] US Energy Information Administration. *International Energy Outlook 2013*. 2013.
- [6] Kunze J, Stimming U. Electrochemical versus heat-engine energy technology: a tribute to Wilhelm Ostwald's visionary statements. *Angew Chem Int Ed Engl* 2009;48:9230–7.
- [7] Ostwald W. Die Wissenschaftliche Elektrochemie der Gegenwart und die Technische der Zukunft. *Z Elektrotech Electrochem* 1894;1:122–5.
- [8] Vetter KJ. *Electrochemical Kinetics - Theoretical and Experimental Aspects*. English Ed. New York/London: Academic Press Inc.; 1967.
- [9] Hurth CM. *Scanning Probe Microscopy Studies of Active Enzymes at Solid Surfaces*, Dissertation. The University of Texas at Austin, 2005.
- [10] Chapman D. A contribution to the theory of electrocapillarity. *Philos Mag* 1913;25:475.
- [11] Stern-Hamburg O. Zur Theorie der elektrolytischen Doppelschicht. *Zeitschrift Fuer Elektrochemie* 1924;30:508.
- [12] Gouy M. Sur la constitution de la charge electrique a la surface d'un electrolyte. *J Phys Theor Appl* 1910;9:457.
- [13] Freise V. Zur Theorie der diffusen Doppelschicht. *Zeitschrift Für Elektrochemie* 1952;41:822–7.
- [14] Kornyshev AA. Double-layer in ionic liquids: paradigm change? *J Phys Chem B* 2007;111:5545–57.
- [15] McCreery RL. *Advanced Carbon Electrode Materials for Molecular Electrochemistry*. *Chem Rev* 2008;108:2646–87.
- [16] Friedl J, Bauer CM, Rinaldi A, Stimming U. Electron transfer kinetics of the – Reaction on multi-walled carbon nanotubes. *Carbon N Y* 2013;63:228–39.
- [17] Béguin F, Presser V, Balducci A, Frackowiak E. *Carbons and Electrolytes for Advanced Supercapacitors*. *Adv Mater* 2014:1–33.
- [18] Lozano-Castelló D, Cazorla-Amorós D, Linares-Solano A, Shiraishi S, Kurihara H, Oya A. Influence of pore structure and surface chemistry on electric double layer capacitance in non-aqueous electrolyte. *Carbon N Y* 2003;41:1765–75.
- [19] Largeot C, Portet C, Chmiola J, Taberna P-L, Gogotsi Y, Simon P. Relation between the ion size and pore size for an electric double-layer capacitor. *J Am Chem Soc* 2008;130:2730–1.
- [20] Snook GA, Kao P, Best AS. Conducting-polymer-based supercapacitor devices and electrodes. *J Power Sources* 2011;196:1–12.
- [21] Chen H-Y, Wee G, Al-Oweini R, Friedl J, Tan KS, Wang Y, et al. A Polyoxovanadate as an Advanced Electrode Material for Supercapacitors. *ChemPhysChem* 2014:1–9.

- [22] Pandolfo AG, Hollenkamp AF. Carbon properties and their role in supercapacitors. *J Power Sources* 2006;157:11–27.
- [23] Simon P, Gogotsi Y. Materials for electrochemical capacitors. *Nat Mater* 2008;7:845–54.
- [24] Schlögl R. Graphite - A unique lattice host. In: Mueller-Warmuth W, Schoellhorn R, editors. *Prog. Intercalation Res.*, Kluwer Academic Publishers; 1994, p. 83–176.
- [25] Scrosati B, Garche J. Lithium batteries: Status, prospects and future. *J Power Sources* 2010;195:2419–30.
- [26] Xu W, Wang J, Ding F, Chen X, Nasybulin E, Zhang Y, et al. Lithium metal anodes for rechargeable batteries. *Energy Environ Sci* 2014;7:513.
- [27] Laborda E, Henstridge MC, Batchelor-McAuley C, Compton RG. Asymmetric Marcus-Hush theory for voltammetry. *Chem Soc Rev* 2013;42:4894–905.
- [28] Marcus RA, Sutin N. Electron transfers in chemistry and biology. *Biochim Biophys Acta* 1985;811:265–322.
- [29] Hush N. Electron transfer in retrospect and prospect 1: Adiabatic electrode processes. *J Electroanal Chem* 1999;460:5–29.
- [30] Bender S, Pannirsilvam V, Khoo R, Hidalgo PL, Tschochner M, Sheth P, et al. Concept of an Electric Taxi for Tropical Megacities. submitted, 2014.
- [31] McDowell MT, Lee SW, Nix WD, Cui Y. 25th anniversary article: Understanding the lithiation of silicon and other alloying anodes for lithium-ion batteries. *Adv Mater* 2013;25:4966–85.
- [32] Tarascon J-M, Armand M. Issues and challenges facing rechargeable lithium batteries. *Nature* 2001;414:359–67.
- [33] Rinaldi A, Wijaya O, Hoster HE, Yu DYW. History Effects in Lithium-Oxygen Batteries: How Initial Seeding Influences the Discharge Capacity. *ChemSusChem* 2014:1–4.
- [34] Armand M, Tarascon J-M. Building better batteries. *Nature* 2008;451:652–7.
- [35] Ji X, Lee KT, Nazar LF. A highly ordered nanostructured carbon-sulphur cathode for lithium-sulphur batteries. *Nat Mater* 2009;8:500–6.
- [36] Wu H, Cui Y. Designing nanostructured Si anodes for high energy lithium ion batteries. *Nano Today* 2012;7:414–29.
- [37] Gallagher KG, Goebel S, Greszler T, Mathias M, Oelerich W, Eroglu D, et al. Quantifying the promise of lithium–air batteries for electric vehicles. *Energy Environ Sci* 2014;7:1555.
- [38] Bhatt MD, Geaney H, Nolan M, O’Dwyer C. Key scientific challenges in current rechargeable non-aqueous Li-O₂ batteries: experiment and theory. *Phys Chem Chem Phys* 2014:12093–130.
- [39] Jung H-G, Hassoun J, Park J-B, Sun Y-K, Scrosati B. An improved high-performance lithium-air battery. *Nat Chem* 2012;4:579–85.
- [40] Schmickler W, Santos E. *Interfacial Electrochemistry*. 2nd ed. Springer; 2010.
- [41] James B, Spisak A. Mass Production Cost Estimation of Direct H₂ PEM Fuel Cell Systems for Transportation Applications: 2012 Update. *Strateg Anal Inc* 2012:1–62.
- [42] Hoogers G. 10 Automotive Applications. In: Hoogers G, editor. *Fuel Cell Technol. Handb.*, CRC Press; 2003.

- [43] Zhao X, Yin M, Ma L, Liang L, Liu C, Liao J, et al. Recent advances in catalysts for direct methanol fuel cells. *Energy Environ Sci* 2011;4:2736.
- [44] Hammer B, Norskov JB. Theoretical Surface Science and Catalysis — Calculations and Concepts. *Adv Catal* 2000;45.
- [45] Kluy N, Reeb BBL, Paschos O, Maglia F, Schneider O, Stimming U, et al. Ammonium polyphosphate composite based electrolytes for intermediate temperature fuel cells. 222nd Meet. Electrochem. Soc., Honolulu, HI: 2012.
- [46] Kluy N, Reeb B, Paschos O, Maglia F. Ammonium Polyphosphate Composite Based Electrolytes for Intermediate Temperature Fuel Cells. *ECS Trans* 2013;50:1255–61.

Dipl.-Ing. Jochen Friedl^{a,b}, Prof. Dr. Ulrich Stimming^{a,b,c,d}

^a TUM CREATE, 1 CREATE Way, CREATE Tower, Singapore 138602, Singapore

^b Department of Physics E19, Technische Universität München, James-Frank Str. 1, D-85748 Garching, Germany

^c Institute for Advanced Study (IAS) of the Technische Universität München, Lichtenbergstr. 2a, D-85748 Garching, Germany

^d School of Chemistry, Newcastle University, Newcastle NE1 7RU, United Kingdom

Netzintegration Erneuerbarer Energien – Konsequenzen für Übertragungs- und Verteilnetze

Albert Moser, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen

1. Einleitung

Der Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen für die Stromerzeugung kann in Deutschland auf eine fast 25-jährige Geschichte zurückblicken. Seit dem Stromeinspeisegesetz aus dem Jahr 1991 wuchs die installierte Leistung an Erneuerbare-Energien-Anlagen bis 2012 auf etwa 75 GW bzw. der erzeugte Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen im gleichen Zeitraum auf etwa 136 TWh/a an. Ersteres entspricht in etwa der Jahreshöchstlast in Deutschland, letzteres entspricht etwa 23% am gesamten deutschen Stromverbrauch. In Bezug auf die installierte Leistung führen Windkraft- und Photovoltaikanlagen mit jeweils gut 30 GW die Statistik an, in Bezug auf die erzeugten Strommengen führen die Windkraftanlagen mit 46 TWh/a, gefolgt von Biomasseanlagen mit 41 TWh/a, die Statistik an, während die Photovoltaikanlagen mit lediglich 28 TWh/a den dritten Platz belegen.

Für die kommenden 20 Jahre wird ein weiterer Zubau an Erneuerbare-Energien-Anlagen entsprechend der klimapolitischen Zielsetzung der deutschen Bundesregierung [1] erwartet. Nach dem Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2014 [2], der den Zubau an Erneuerbare-Energien-Anlagen auf Basis der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung in einem breiten Konsultationsprozess für die kommenden 20 Jahre abschätzt, und insbesondere nach dessen Leitszenario B ist gegenüber 2012 von einer Verdopplung der installierten Leistung an Biomasse-, Onshore-Windkraft- und Photovoltaikanlagen und zusätzlich von einem Zubau von ca. 25 GW an Offshore-Windkraftanlagen auszugehen (Fig. 1). Dabei wird die installierte Leistung in konventionellen, fossilen Kraftwerken nur unwesentlich sinken und in der Größenordnung der Jahreshöchstlast bleiben, da die konventionellen Kraftwerke als Lieferanten gesicherter Leistung zur Versorgungssicherheit weiterhin benötigt werden. Neben dem Leitszenario B enthält der Szenariorahmen auch ein in Bezug auf den Ausbau an Erneuerbare-Energien-Anlagen weniger optimistisches Szenario A und ein an die Planungen der Bundesländer angelehntes optimistischeres Szenario C.

In der Konsequenz werden zukünftig zwei Erzeugungssysteme vorgehalten, die beide in der Lage sind, die Stromversorgung zu sichern: ein System aus Erneuerbare-Energien-Anlagen, das bei gegebenem Angebot an solarer Strahlungs- und Windenergie eine CO₂-freie Stromversorgung sicherstellt, und ein System aus konventionellen thermischen Kraftwerken, welches auch bei unzureichendem Angebot an erneuerbarer Primärenergie eine gesicherte Stromversorgung garantiert. Die Bedeutung von Stein- und Braunkohle als fossiler Brennstoff wird dabei zugunsten der Bedeutung von Erdgas sinken.

Nach dem EE-Anlagenregister der Bundesnetzagentur [3] sind im Juni 2013 36 GW von insgesamt 72 GW an Erneuerbare-Energien-Anlagen in das Mittelspannungsnetz eingebunden, während im Niederspannungsnetz etwa 22 GW angeschlossen sind. Im Hochspannungsnetz sind etwa 12 GW und im Übertragungsnetz nur 1 GW der Anlagen angebunden. Zwei Drittel der Leistung an Photovoltaikanlagen sind im Niederspannungsnetz, der Rest überwiegend im Mittelspannungsnetz angeschlossen, während die gesamte Leistung an Windkraftanlagen zu etwa zwei Drittel im Mittelspannungsnetz und zum überwiegenden Rest im Hochspannungsnetz angeschlossen ist. Biomasseanlagen sind weit überwiegend in der Mittelspannungsebene angebunden. Aus diesen Zahlen wird deutlich, dass Erneuerbare-Energien-Anlagen fast ausschließlich in der Verteilnetzebene angeschlossen sind.

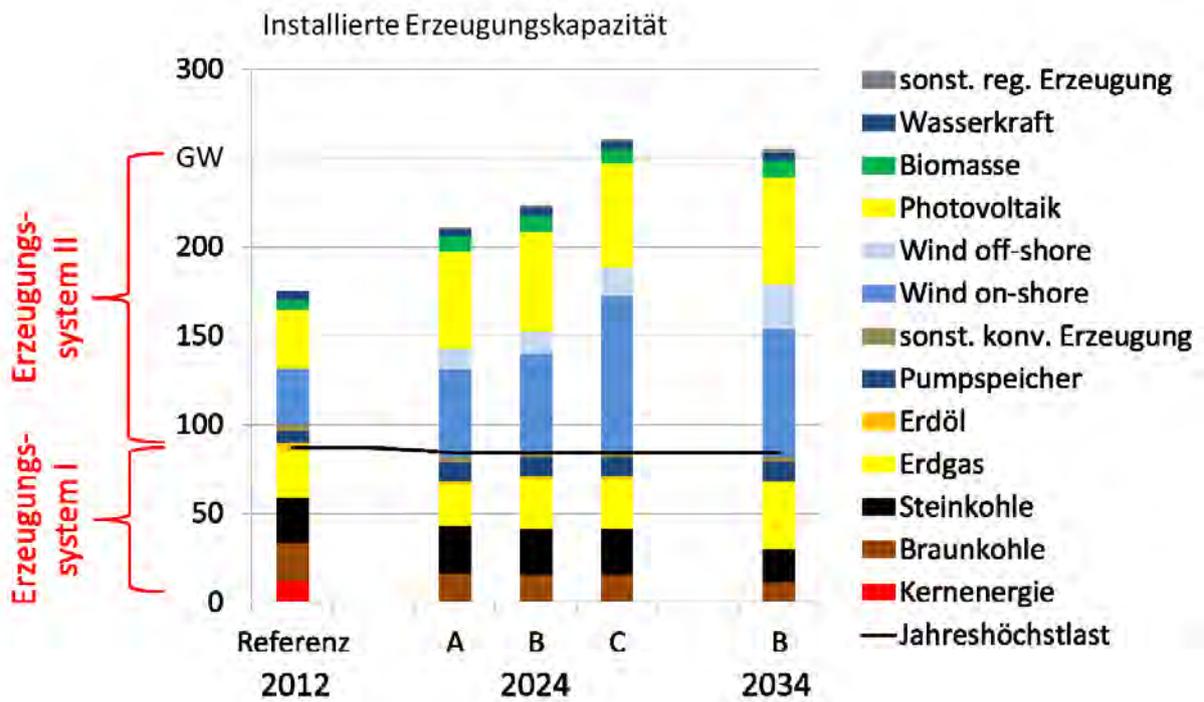


Fig. 1: Entwicklung der Erneuerbare-Energien-Anlagen und der konventionellen Kraftwerke [2]

Aufgrund der im Vergleich zu Großkraftwerken deutlichen geringen Leistung einer einzelnen Anlage ist eine sehr große Anzahl an Erneuerbare-Energien-Anlagen im Netz angebunden. Etwa 1.4 Mio. Erneuerbare-Energien-Anlagen, mehrheitlich Photovoltaikanlagen, stehen etwa 1.000 konventionellen Kraftwerken gegenüber (Fig. 2). Dabei befinden sich etwa 80% aller Erneuerbare-Energien-Anlagen in den Netzen von nur 20 überregionalen der mehreren Hundert Verteilnetzbetreiber (Fig. 3).

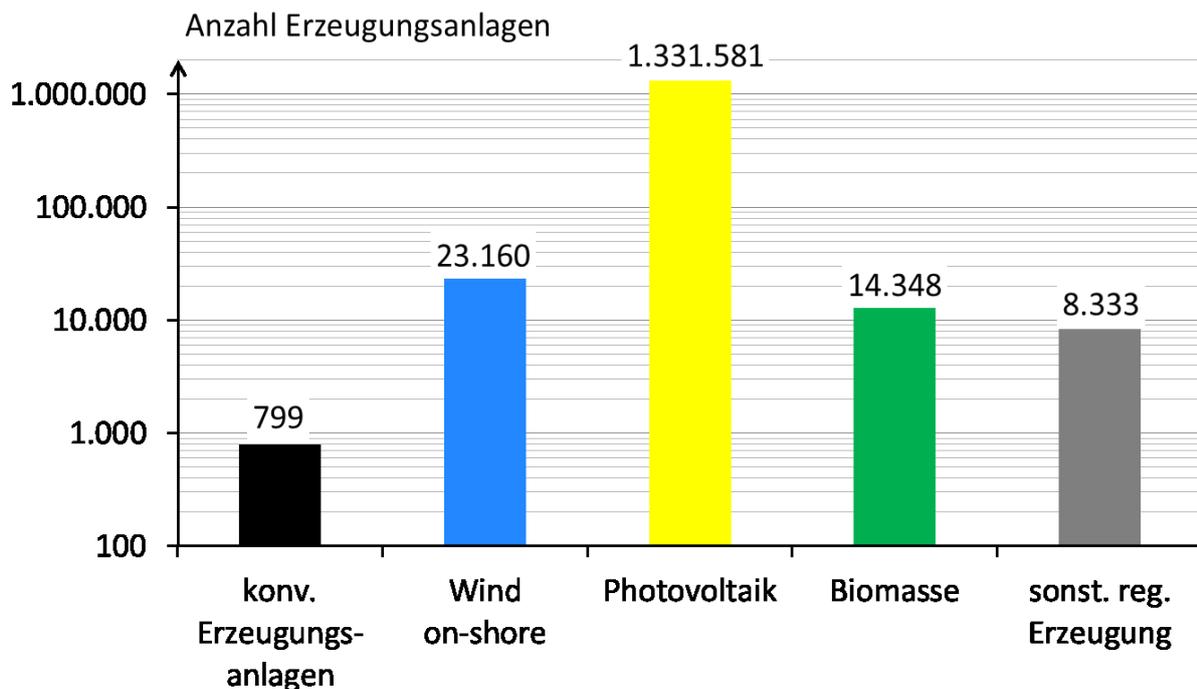


Fig. 2: Anzahl der Erzeugungsanlagen 2013 [3, 4]

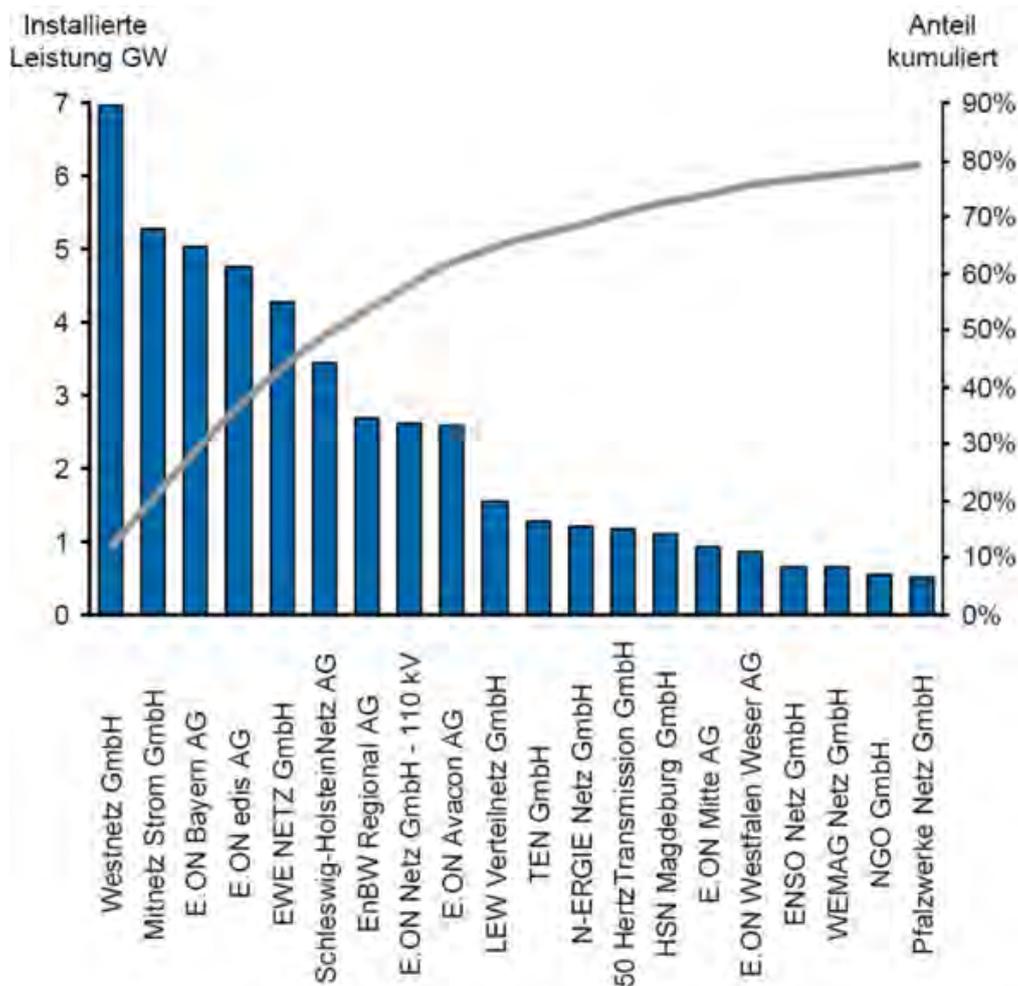


Fig. 3: Aufteilung der Erneuerbare-Energien-Anlagen auf Netzbetreiber [5]

2. Übertragungsnetze

Die überwiegende Anzahl an Erneuerbare-Energien-Anlagen in Bezug auf Leistung wie in Bezug auf ihre Stromproduktion wird sich im nördlichen Teil Deutschlands befinden. Folge wird sein, dass die nördlichen Bundesländer Schleswig-Holstein und Niedersachsen sowie alle ostdeutschen Bundesländer zu Stromexporteuren werden, während die verbliebenen südlichen und südwestlichen Bundesländer zu Stromimporteuren sein werden (Fig. 4). In Konsequenz werden insbesondere die Stromflüsse von Norden nach Süden zunehmen.

Entsprechend ergibt sich ein Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz, den die Netzbetreiber in ihrem Netzentwicklungsplan [7] bis 2022 für das Leitszenario B folgendermaßen beziffern: Als Rückgrat des Netzausbaus werden 4 Hochspannungsgleichstrom (HGÜ)-Systeme von Nord- nach Süddeutschland mit einer gesamten Übertragungskapazität von 10 GW und einer Trassenlänge von 2.100 km benötigt. Zusätzlich zum Neubau dieser HGÜ-Systeme sehen die Übertragungsnetzbetreiber einen Bedarf von 1.700 km an neuen Leitungen in neuen und von 2.800 km in bestehenden Trassen (Fig. 5). Ergänzt wird dies durch Verstärkungsmaßnahmen, indem 300 km an Drehstromsystemen auf Gleichstrom umgestellt und 1.300 km an Drehstromsystemen neu beseit werden. Für alle diese Maßnahmen schätzen die Übertragungsnetzbetreiber einen Investitionsbedarf von 15 Mrd. €, zu denen aber noch etwa 5 Mrd. € für bereits laufende Netzausbaumaßnahmen, die nicht Bestandteil des Netzentwicklungsplanes, sondern des sogenannten Startnetzes sind, und weitere Zusatzkosten für eine gegebenenfalls erforderliche Verkabelung der Leitungen hinzukommen.

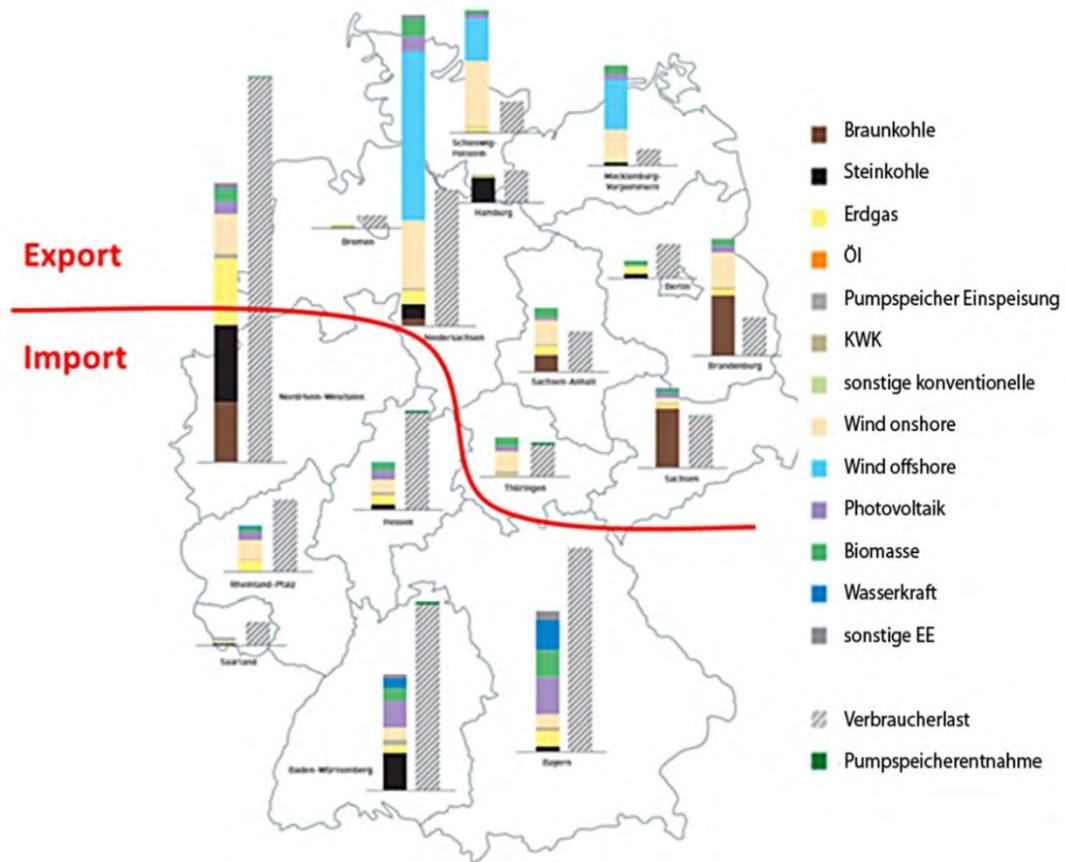


Fig. 4: Erzeugter (farbig) und verbrauchter (grau) Strom nach Bundesländern im Jahre 2033 [6]

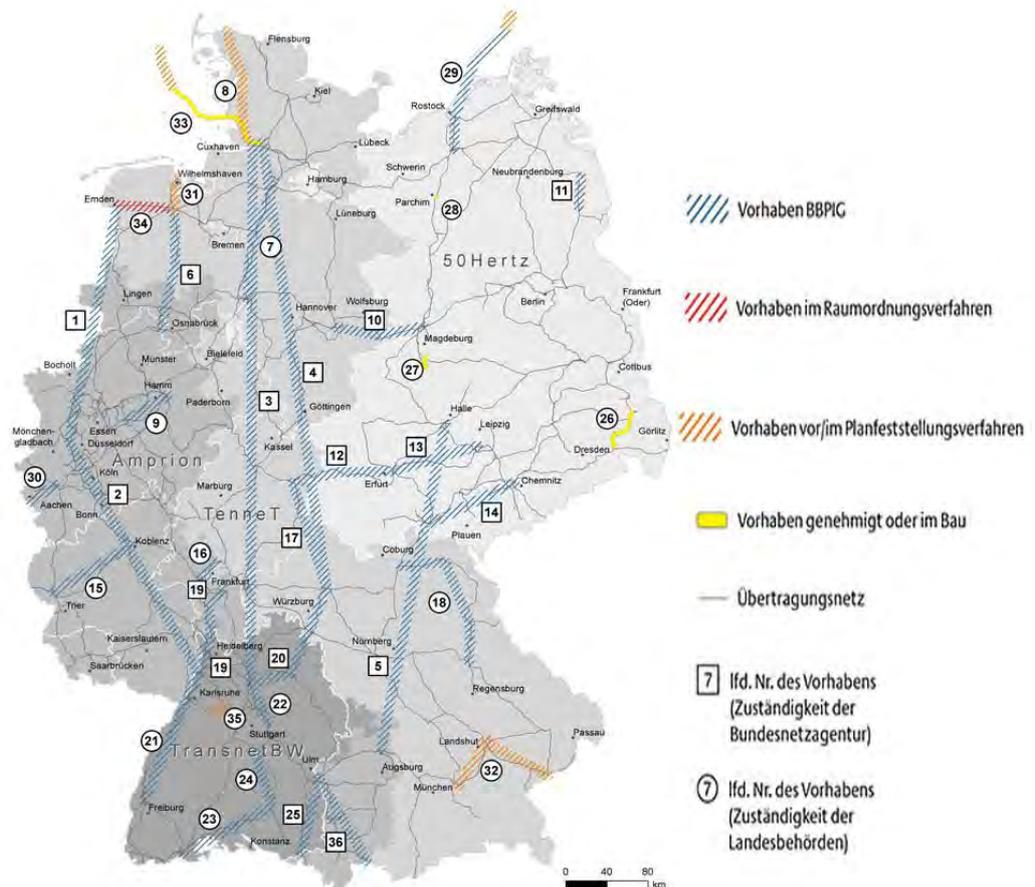


Fig. 5: Bundesbedarfsplan [8]

3. Verteilnetze

3.1 Einleitung und Motivation

Zur Integration der Erneuerbare-Energien-Anlagen in die Verteilnetze prognostiziert die dena-Verteilnetzstudie für die kommenden 20 Jahre einen Ausbaubedarf in den deutschen Mittel- und Niederspannungsnetzen in der Höhe von 11 Mrd. Euro [9], wenn man das Leitszenario des Netzentwicklungsplans 2012 [7] unterstellt.

Neben dem Netzausbau besteht die Möglichkeit, mit Hilfe intelligenter Netztechnologien mehr Erneuerbare-Energien-Anlagen in die Netze zu integrieren. Diese Netztechnologien sind zum Beispiel das Wirk- und Blindleistungsmanagement von Erneuerbare-Energien-Anlagen, aber auch zusätzliche Netzkomponenten, wie regelbare Ortsnetztransformatoren oder Kompensationsanlagen. Diese intelligenten Netztechnologien sind teilweise bereits aus den Übertragungsnetzen bekannt. Durch die technischen Fortschritte in der Informations- und Kommunikationstechnik und der damit verbundenen Kostenreduktionen wird es in Zukunft attraktiver, diese Konzepte auch in Mittel- und Niederspannungsnetzen einzusetzen [10].

Zur Abschätzung des Nutzens von intelligenten Netztechnologien ist eine Methodik zu entwickeln, welche den vermiedenen Netzausbau durch intelligente Netztechnologien quantifizieren kann.

3.2 Randbedingungen für den Netzausbau in Verteilnetzen

Die technischen Randbedingungen in den Verteilnetzen umfassen Grenzen für den Strom, die Spannung sowie den Kurzschlussstrom. Durch diese Randbedingungen wird die maximal mögliche installierte Leistung an dezentralen Erneuerbare-Energien-Anlagen limitiert. In Fig. 6 ist die Abhängigkeit der maximalen Anschlussleistung von der Leitungslänge eines Netzstrahls dargestellt. Bei kurzen Leitungslängen (Bereich 1) ist die thermische Grenze der limitierende Faktor für den technisch zulässigen Anschluss von Erneuerbare-Energien-Anlagen. Bei größeren Leitungslängen (Bereich 2) werden jedoch die Spannungsverluste auf dem Leitungsabschnitt größer und das Spannungsband stellt die restriktivere Grenze für den technisch zulässigen Anschluss der Erneuerbare-Energien-Anlagen dar [10].

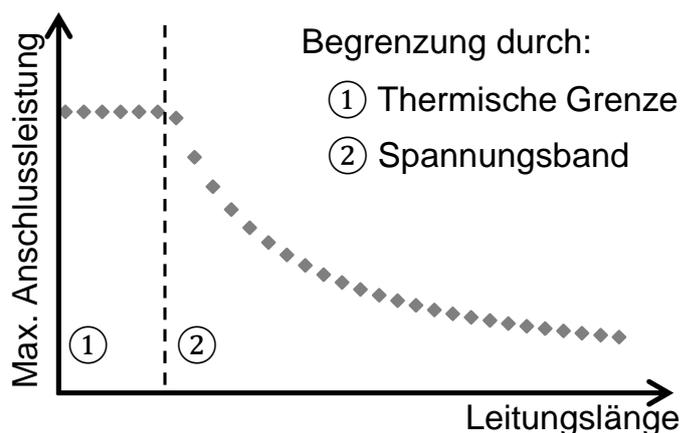


Fig. 6: Begrenzung der technisch zulässigen Anschlussleistung durch technische Randbedingungen [10]

Der thermische Grenzstrom ist durch die Betriebsmittel definiert. Der thermische Grenzstrom ist der maximale Strom, der dauerhaft durch ein Betriebsmittel fließen darf, ohne dass dieses durch die damit verbundene Wärmeentwicklung beschädigt oder beeinträchtigt wird [11].

Die Spannungshaltung wird in Normen und Richtlinien definiert. So muss nach der DIN 50160 gewährleistet werden, dass der 10-Minuten-Mittelwert der Spannung bei Endkunden um maximal ± 10 Prozent von der Nennspannung abweicht [12]. Da die Umspannebene zwischen der Mittel- und Niederspannung in der Regel keine Spannungsregelung enthält, muss bei einer getrennten Betrachtung der Spannungsebenen dieses zulässige Spannungsband auf die Mittel- und Niederspannungsebene aufgeteilt werden. Weiterhin müssen hierbei auch die Spannungsverluste bei der Transformation zwischen den beiden Spannungsebenen berücksichtigt werden. Die Aufteilung des zulässigen Spannungsbands auf diese drei Bereiche ist dem jeweiligen Netzbetreiber überlassen [10].

Die obere und untere Grenze des Kurzschlussstroms sind zum einem durch das Schutzkonzept des Netzes und zum anderen durch die Betriebsmittel begrenzt. Der maximale Kurzschlussstrom darf keine Komponente im Netz durch einen auftretenden Kurzschluss beschädigen. Allerdings muss der Kurzschlussstrom auch groß genug sein, damit das Schutzkonzept den Fehler sicher erkennt und diesen Fehler sicher abschalten kann [11].

Treten Verletzungen dieser Spannungs- und Stromgrenzen auf, ist der Netzbetreiber dazu verpflichtet, das Netz auszubauen.

Die Betreiber elektrischer Netze sind in durch §17 und §19 des EnWG auch verpflichtet, alle Netzkunden mit elektrischer Energie diskriminierungsfrei zu versorgen und hierbei einen Mindeststandard nicht zu unterschreiten [13]. Die Versorgungszuverlässigkeit beschreibt, inwiefern der Netzbetreiber auch im Fehlerfall die Versorgung der Netzkunden sicherstellen kann, bzw. inwiefern der Netzkunde durch einen Fehlerfall beeinträchtigt wird. Allgemein gilt, je kleiner das Ausmaß einer Störung ist, desto länger wird dieser akzeptiert [14]. Daraus leiten sich auch die historisch gewachsenen Netzstrukturen in den verschiedenen Spannungsebenen ab. So werden Mittelspannungsnetze in der Regel so ausgelegt, dass innerhalb weniger Minuten bis hin zu einer Stunde nach einer Störung die Wiederversorgung aller Netzkunden sichergestellt werden kann. Aus Kostengründen wird in Niederspannungsnetzen hierauf in der Regel verzichtet [11, 14].

Der Anschluss von Erneuerbare-Energien-Anlagen wird in Deutschland durch §5 EEG geregelt. So ist der Netzbetreiber verpflichtet, elektrische Energie aus Erneuerbare-Energien-Anlagen abzunehmen und gegebenenfalls sein Netz so zu verstärken, um die Abnahme der elektrischen Energie zu gewährleisten. Im Gegensatz zur Versorgung von Verbrauchern ist dem Netzbetreiber jedoch nach §5 EEG im Fehlerfall erlaubt, die Einspeisung der Erneuerbare-Energien-Anlagen zu drosseln, um einen sicheren Netzbetrieb aufrecht erhalten zu können [1].

Mittel- und Niederspannungsnetze dienten in der Vergangenheit der Verteilung elektrischer Energie von den Hochspannungsnetzen hin zu den Endkunden [11], welche hauptsächlich in den Niederspannungsnetzen angeschlossen sind [8]. Aufgrund der historischen Entwicklung sind in Deutschland in den Mittel- und Niederspannungsnetzen überwiegend offen betriebene Maschen-, Ring-, Strang- und Strahlennetze vorzufinden. Die Wahl der Netzstruktur ist abhängig von der Versorgungsaufgabe: So sind in städtischen Netzen mit hohen Lastdichten eher kürzere Ring- oder Maschennetze zu finden, während in ländlichen Netzen mit einer geringen Lastdichte die Netze teilweise nur als Strahlennetze ausgeführt sind [11].

Der Netzbetreiber ist für den sicheren Netzbetrieb verantwortlich. Kann dieser nicht eingehalten werden, ist der Netzbetreiber dazu verpflichtet, sein Netz für die bestehende Netznutzung (Versorgung und Einspeisung) zu ertüchtigen. Da in der Regel Mittel- und Niederspannungsnetze passiv betrieben werden [11], ist der Netzausbau die gängige Methode zur Ertüchtigung des Netzes. In den nächsten Jahren wird somit von einem zunehmenden Ausbaubedarf in den deutschen Mittel- und Niederspannungsnetzen ausgegangen [9].

4. Intelligente Netztechnologien

Durch die Entwicklungen in der Informations- und Kommunikationstechnik stehen den Netzbetreibern jedoch zukünftig immer mehr intelligente Netztechnologien für einen aktiven Netzbetrieb zur Verfügung [10]. Somit ist es möglich, in bestehende Netze mehr Erneuerbare-Energien-Anlagen zu integrieren, ohne dass es zu Verletzungen der technischen Randbedingungen kommt. Dies führt dazu, dass der konventionelle Leitungszubau nicht mehr notwendig ist, oder zumindest zeitlich verzögert werden kann [10].

Mit Hilfe intelligenter Netztechnologien kann sowohl Engpassmanagement in den Verteilnetzen durchgeführt als auch die Spannung an den einzelnen Netzknoten beeinflusst werden. Somit kann bei Verletzung der einzelnen technischen Randbedingungen durch den Einsatz dieser Technologien wieder ein gültiger Netzzustand erreicht werden. Einen Überblick über intelligente Netztechnologien ist in Fig. 7 gegeben.

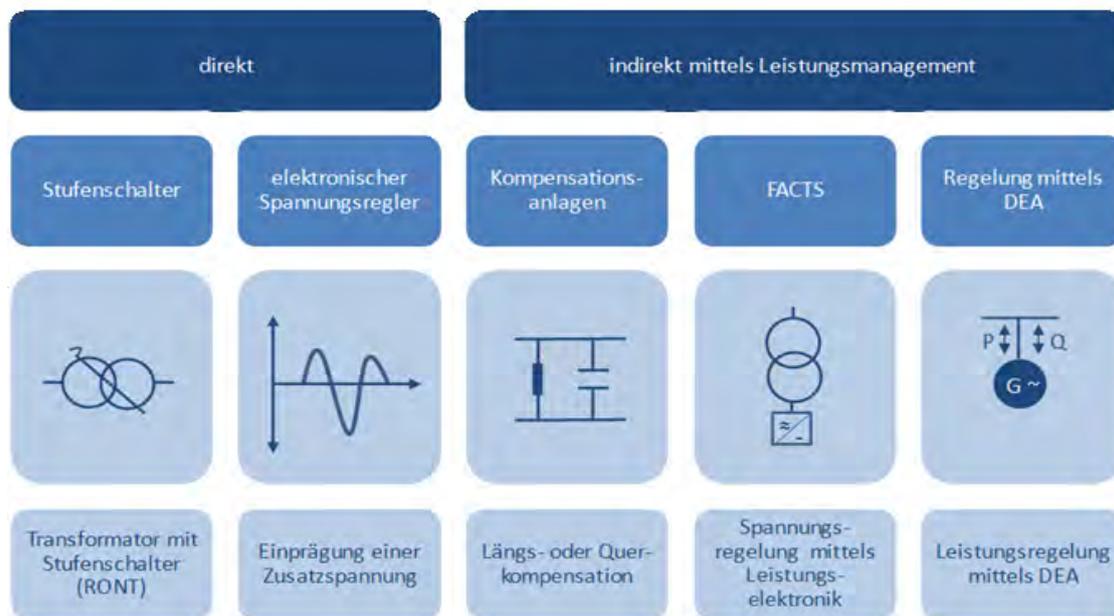


Fig. 7: Überblick intelligenter Netztechnologien

Zu den Maßnahmen des Engpassmanagements gehören der Einsatz von steuerbaren Lasten, Speichern sowie die Abregelung von Einspeisespitzen aus Erneuerbare-Energien-Anlagen. Diese Maßnahmen bewirken eine Reduzierung des Stromflusses auf den Leitungen. Die Reduzierung des Stromflusses führt direkt zu einer Reduzierung der Auslastung der Betriebsmittel und indirekt zu einer Reduzierung der Spannungsabweichung an den Netzknoten.

Neben dem Wirkleistungsmanagement stehen dem Netzbetreiber auch Netztechnologien zur Beeinflussung der Netzspannung zur Verfügung. Diese Technologien können in zwei Kategorien aufgeteilt werden: in direkte und indirekte Maßnahmen.

Direkte Maßnahmen zeichnen sich dadurch aus, dass diese die Spannung durch Spannungstransformation beeinflussen, wie beim regelbaren Ortsnetztransformator [10] oder dem Einprägen einer Zusatzspannung mit Hilfe eines Spannungslängsreglers [10].

Indirekte Maßnahmen zur Spannungsregelung beeinflussen die Netzspannung wiederum mit Hilfe von Blindleistung. Wird induktive Blindleistung verbraucht, kommt es zu einer Spannungsabsenkung. Wird jedoch kapazitive Blindleistung dem Netz entnommen, kann die Netzspannung angehoben werden [10]. Dieser Effekt kann mit Hilfe von Kompensations-

anlagen, FACTS (Flexible AC Transmission Systems), oder auch durch Erneuerbare-Energien-Anlagen erreicht werden. Aus diesem Grund sind die meisten Erneuerbare-Energien-Anlagen mittlerweile durch die technischen Anschlussbedingungen der Netzbetreiber verpflichtet, Blindleistung zur Verfügung zu stellen. Die Höhe der Blindleistung ist abhängig von Höhe der installierten Leistung und der Spannungsebene, an der die Erneuerbare-Energien-Anlage angeschlossen ist [16, 17].

5. Modellnetzansatz

Die nachfolgend vorgestellten Untersuchungen zum Netzausbau werden auf Basis von Modellnetzen durchgeführt. Modellnetze zeichnen sich durch eine vereinfachte Netzstruktur aus. Dadurch, dass viele Mittel- und Niederspannungsnetze als offene Ring-, Strang- oder Strahlennetze ausgeführt sind, werden die Netzstrukturen vereinfacht hier als reine Strahlennetze modelliert. Elektrisch verhält sich ein solches Modellnetz wie ein reales Netz, da reale Netze im Normalbetrieb in der Regel offen als Strahlen betrieben werden [11].

Um jedoch die Versorgungszuverlässigkeit in den Mittelspannungsnetzen garantieren zu können, wird die thermische Belastbarkeit der Betriebsmittel in den Mittelspannungsnetzen für den Normalbetrieb halbiert, so dass im Fehlerfall eine Umschaltung des gesamten Rings bzw. Stangs auf einen einzigen Abgang immer noch möglich ist, ohne technische Randbedingungen zu verletzen.

Durch diese Vereinfachung können die Modellnetze durch wenige Charakteristika eindeutig definiert werden:

- Betriebsmitteltypen
- Anzahl der Netzkunden (Einspeisungen und Verbraucher)
- Leistung und Standort der Netzkunden (Einspeisung und Verbraucher)
- Anzahl der Abgänge (bzw. Halbränge)
- Länge des Abgangs (bzw. Halbrangs)

Da diese Angaben sich in den verschiedenen Netzen stark unterscheiden, ist es möglich, für jeden dieser Charakteristika Verteilungsfunktionen zu hinterlegen, die diese Verschiedenartigkeit in der Realität abbilden.

Die in diesem Beitrag vorgestellte Methodik ermittelt den Ausbaubedarf, der durch zusätzlich in Mittel- und Niederspannungsnetze angeschlossene Erneuerbare-Energien-Anlagen hervorgerufen wird. Dies geschieht auf Basis von Modellnetzen. Zusätzlich können in diesen Modellnetzen intelligente Netztechnologien eingesetzt und somit deren Nutzen bewertet werden.

Die Modellnetze beschreiben dabei die Verteilnetze einer Region mit ähnlichen Charakteristika. Ein Überblick über die angewendete Methodik ist Fig. 8 zu entnehmen.

Um die Varianz bei den Netzcharakteristika mit im Ausbaubedarf zu berücksichtigen, wird das Verfahren zur Bestimmung des Ausbaubedarfs häufig durchgeführt, um möglichst alle Kombinationen der Charakteristika berücksichtigen zu können. Somit ist dieses Verfahren in eine Monte-Carlo-Simulation eingebettet. Um ein robustes Ergebnis zu erhalten, ist es notwendig, dieses Verfahren so häufig zu wiederholen, bis das Ergebnis einer weiteren Iteration keine Änderungen des Gesamtergebnisses hervorruft. Ist die Grundgesamtheit der Netze in der betrachteten Region groß genug, entspricht der Ausbaubedarf dem Erwartungswert des Ausbaubedarfs aller Iterationen und erlaubt somit auch eine Aussage über den erwarteten Netzausbaubedarf. Die häufige Anwendung der Methodik in der Monte-Carlo-Simulation stellt jedoch auch hohe Ansprüche an eine möglichst geringe Rechenzeit für die Bestimmung des Ausbaubedarfs.

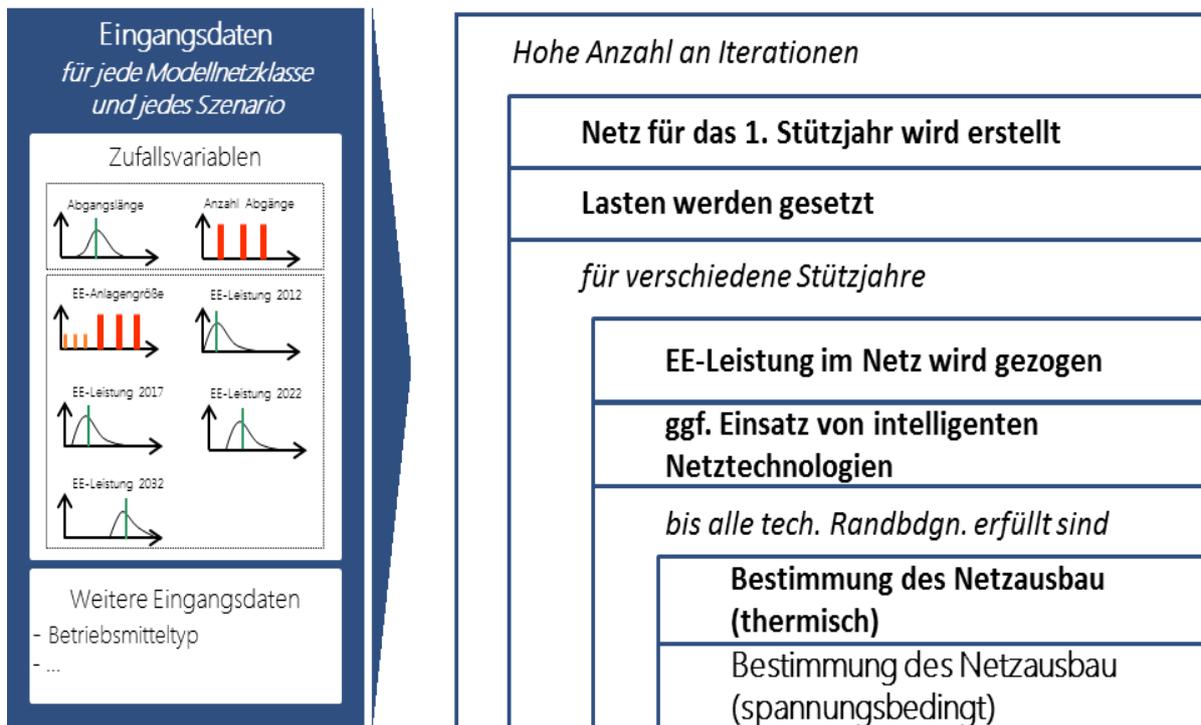


Fig. 8: Überblick der Modellnetz-Methodik

Im Folgenden wird die Methodik zur Bestimmung des Ausbaubedarfs einer einzelnen Iteration beschrieben: Im ersten Schritt wird zunächst das Modellnetz für die jeweilige Iteration ermittelt. Ist das Modellnetz erstellt, werden zunächst die Versorgungsaufgabe sowie die Einspeisungen aus Erneuerbare-Energien-Anlagen in dem Netz für das erste betrachtete Stützjahr erstellt. Da in der Methodik der Einfluss von Erneuerbare-Energien-Anlagen auf den Ausbaubedarf bestimmt werden soll, wird eine Situation bewertet, in der Erneuerbare-Energien-Anlagen mit maximaler Leistung einspeisen und gleichzeitig nur eine minimale Verbraucherleistung angefordert wird. Daraufhin erfolgt eine Prüfung der technischen Randbedingungen mithilfe einer komplexen Lastflussberechnung. Sollte es zu Verletzungen der Randbedingungen kommen, wird der Ausbau des Netzes in zwei Schritten simuliert. Zunächst wird die thermische Belastung der Betriebsmittel überprüft. Bei der Überlastung eines Betriebsmittels kommt es zu einem parallelen Zubau weiterer Betriebsmittel; die Anzahl der parallel zugebauten Betriebsmittel ist abhängig von der Höhe der Überlastung des Betriebsmittels. Als nächstes werden die Spannungsabweichungen an den einzelnen Netzknoten mittels einer weiteren komplexen Lastflussberechnung überprüft. Sollte es zu nicht erlaubten Spannungsabweichungen an einem Knoten kommen, werden die betroffenen Abgänge ausgebaut. Hierzu wird zunächst zwischen der Umspannstation und dem ersten Knoten eine parallele Leitung zugebaut. Anschließend werden die Spannungsabweichungen erneut mittels einer Lastflussberechnung überprüft. Sollten immer noch Spannungsprobleme bestehen, wird zwischen dem ersten und zweiten Knoten eine weitere parallele Leitung hinzugebaut und erneut die Spannungen überprüft. Dies wird sukzessive wiederholt, bis keine Spannungsprobleme mehr im Netz bestehen oder der ganze Abgang vollständig ausgebaut ist. Dieses Vorgehen ist in Fig. 9 dargestellt. Sollten dann noch immer Spannungsprobleme bestehen, werden erneut Leitungen beginnend ab der Umspannstation zugebaut. Dies wird für jeden Abgang mit Spannungsproblemen durchgeführt.

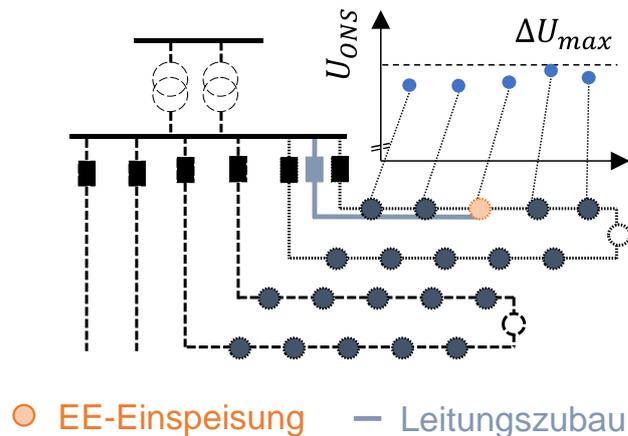


Fig. 9: Simulation des spannungsbedingten Leitungszubaus

Treten keine Verletzungen der technischen Randbedingungen mehr auf, wird der Ausbaubedarf des nächsten Stützjahres ermittelt. Hierzu werden entsprechend des erwarteten Zuwachses weitere Erneuerbare-Energien-Anlagen in das Netz angeschlossen. Danach werden die technischen Randbedingungen erneut überprüft und das Netz soweit ausgebaut, bis alle technischen Randbedingungen erfüllt werden. Dies wird für jedes zu betrachtende Stützjahr wiederholt.

Um den Einfluss intelligenter Netztechnologien zu ermitteln, werden in den Modellnetzen und bei der Simulation des Netzausbaus diese Konzepte mit integriert. Der Nutzen der intelligenten Netztechnologien kann so durch Vergleich des Ausbaubedarfs mit und ohne intelligente Netztechnologien gemessen werden:

- Regelbare Ortsnetztransformatoren: Beim Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren wird nach einer anfänglichen Spannungsüberprüfung durch Lastflussberechnung das Übersetzungsverhältnis der Ortsnetztransformatoren so angepasst, dass die niedrigste Knotenspannung in dem Netz auf die untere Spannungsgrenze gesetzt wird.
- Blindleistungsmanagement von Erneuerbare-Energien-Anlagen: Hierfür wird zusätzlich zur Wirkleistung auch Blindleistung eingespeist. Da der Ausbaubedarf für Situationen maximaler Einspeisung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen bestimmt wird, wird auch die maximal mögliche Blindleistung zur Spannungssenkung genutzt.
- Wirkleistungsmanagement von Erneuerbare-Energien-Anlagen: Da Erneuerbare-Energien-Anlagen sehr dargebotsabhängig sind und nur selten ihre maximale Leistung einspeisen, kann es sich lohnen, diese in den wenigen Stunden ihres Auftretens zu drosseln. Daher wird zur Bewertung des Wirkleistungsmanagement die Leistung der Erneuerbare-Energien-Anlagen um einen vorgegeben Faktor reduziert.

6. Exemplarische Ergebnisse

Die Ergebnisse zeigen den Nutzen intelligenter Netztechnologien in der Ausbauplanung von Verteilnetzen. Der Nutzen wird anhand des Leitungsausbaus quantifiziert. Eine Netztechnologie stellt sich als wirksam heraus, wenn diese den Ausbaubedarf reduziert. Die exemplarischen Untersuchungen zeigen die Ergebnisse für ländliche Mittel- und Niederspannungsnetze. Diese Netze zeichnen sich durch eine hohe Einspeisung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen und geringer Last aus. Die Details der betrachteten Netze sind der Tabelle 1 zu entnehmen.

Parameter	Mittelspannungsnetz	Niederspannungsnetz
Mittlere Abgangslänge	ca.15 km	ca. 500 m
Stationen je Abgang	15	16
Mittlere Last	57 kW/Station	2,7 kW/Station

Tabelle 1: Modellnetzdaten

In Tabelle 2 ist die mittlere installierte Leistung der Erneuerbare-Energien-Anlagen je Station für verschiedene Stützjahre in den Mittel- (MS) und Niederspannungsnetzen (NS) angegeben.

	2012	2017	2022	2032
NS	0,705 kW/Station	1,4 kW/Station	1,709 kW/Station	2,185 kW/Station
MS	127,1 kW/Station	308,4 kW/Station	409,6 kW/Station	576,1 kW/Station

Tabelle 2: Mittlere installierte Leistung der Erneuerbare-Energien-Anlagen je Station

Auf Basis dieser Daten wird nun mit der vorgestellten Methodik der Ausbaubedarf in den Mittel- und Niederspannungsnetzen bestimmt. Die Ergebnisse dieser Berechnung sind Fig. 10 zu entnehmen.

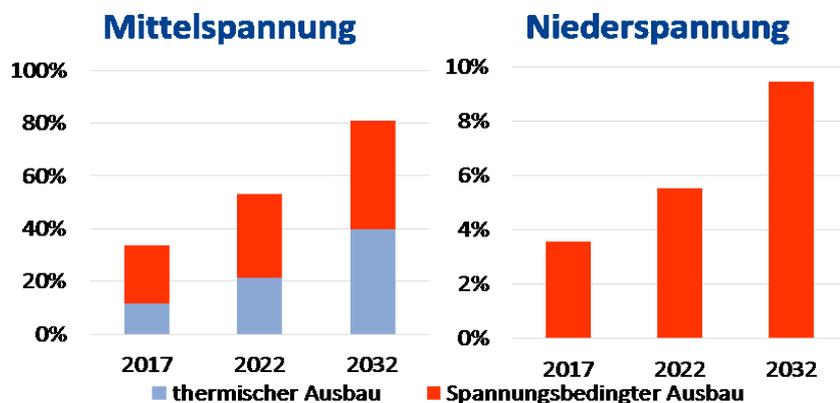


Fig. 10: Leitungszubau für jedes Stützjahr bezogen auf das Ist-Netz

Es ist zu erkennen, dass in den Mittelspannungsnetzen der thermische Ausbaubedarf deutlich geringer als der spannungsbedingte Ausbaubedarf ist. In den Niederspannungsnetzen hingegen ist nur ein spannungsbedingter Ausbaubedarf zu erkennen. In den Mittelspannungsnetzen dieser Region ist bis 2032 ein Netzausbau um 80% erforderlich, während das Niederspannungsnetz nur geringfügig um ca. 10% ausgebaut werden muss.

Im nächsten Schritt wird untersucht, welchen Effekt intelligente Netztechnologien auf den Ausbaubedarf in Mittel- und Niederspannungsnetzen haben. Die Ergebnisse hierzu für das Stützjahr 2032 sind Fig. 11 zu entnehmen. Bei den betrachteten Netztechnologien handelt es sich um regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) in Niederspannungsnetzen sowie um Blind- und Wirkleistungsmanagement (Q- und P-Management) in Mittel- und Niederspannungsnetzen. Als Referenz gilt der Ausbaubedarf der jeweiligen Spannungsebene im Jahr 2032 ohne Einsatz intelligenter Netztechnologien. In dieser Referenz wird bereits von

einer Blindleistungssteuerung nach den aktuellen Regularien [17, 16] ausgegangen. Bei den dargestellten Ergebnissen zum Blindleistungsmanagement werden die Erneuerbare-Energien-Anlagen mit einem erweiterten Leistungsfaktor von $\cos(\varphi)=0,85$ betrieben. Bei den Ergebnissen zum Wirkleistungsmanagement werden die Erneuerbare-Energien-Anlagen so betrieben, dass diese maximal nur 70% ihrer installierten Leistung einspeisen dürfen. Damit verbunden ist eine Abregelung von nur wenigen Prozent der Jahresstromerzeugung einer Erneuerbaren-Energien-Anlage.

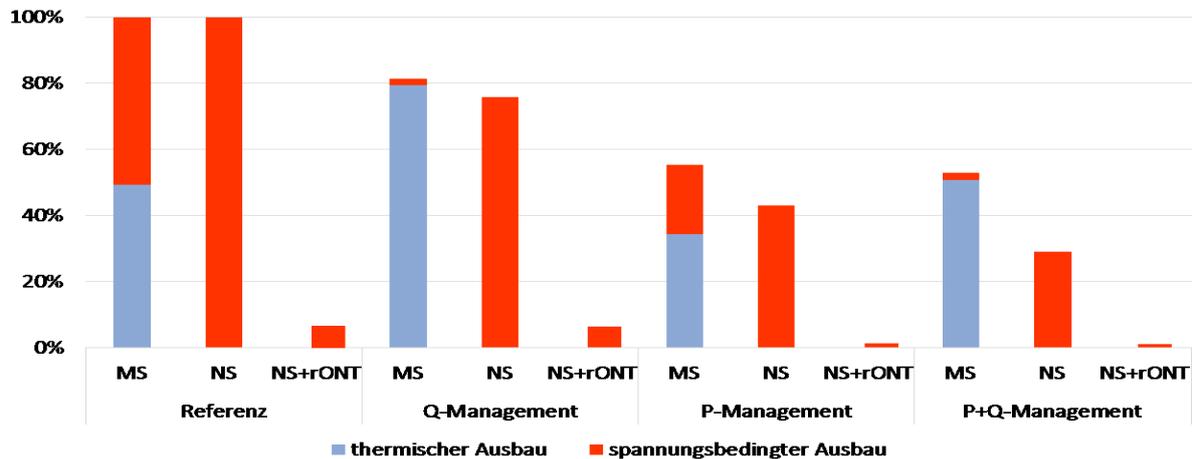


Fig. 11: Leitungszubau bis 2032 unter Berücksichtigung von intelligenten Netztechnologien

Die Ergebnisse zeigen, dass alle intelligenten Netztechnologien den Netzausbaubedarf reduzieren können. Für Mittelspannungsnetze ist festzustellen, dass das Blindleistungsmanagement den thermischen Ausbaubedarf erkennbar erhöht und gleichzeitig den spannungsbedingten Ausbaubedarf deutlich stärker reduziert, so dass es zu einer Gesamtreduktion des Netzausbaubedarfs um ca. 20% kommt. Mit dem Wirkleistungsmanagement kann der erforderliche Netzausbaubedarf sogar um ca. 45% reduziert werden. Die Kombination beider Netztechnologien führt jedoch nicht zu einer weiteren nennenswerten Reduktion des Netzausbaubedarfs.

Die Ergebnisse zum Niederspannungsnetz zeigen aber auch, dass die intelligenten Netztechnologien den Ausbaubedarf stark reduzieren können. Durch das Blindleistungsmanagement kann der Ausbaubedarf sogar um über 20% reduziert werden, das Wirkleistungsmanagement reduziert den Ausbaubedarf um ca. 55% und die Kombination beider Netztechnologien führt zu einer Reduktion des Netzausbaubedarfs um ca. 70%. Der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren allein kann den Ausbaubedarf sogar bis auf unter 10% reduzieren. Wird dann noch Blind- und Wirkleistungsmanagement durchgeführt, ist noch eine weitere Reduktion bis auf 5% möglich.

7. Zusammenfassung

Der weitere Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen und deren Integration in die Netze erfordert einen Netzausbau sowohl der Übertragungs- als auch der Verteilnetze. Mehrere Hochspannungsgleichstrom-Systeme werden das Rückgrat des Netzausbaus im Übertragungsnetz bilden. In Verteilnetzen lässt sich der teilweise erhebliche Netzausbaubedarf durch intelligente Netztechnologien, wie regelbare Ortsnetztransformatoren sowie Wirkleistungs- und Blindleistungsmanagement der Erneuerbare-Energien-Anlagen, nennenswert reduzieren.

Literatur

- [1] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG), (http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2009/gesamt.pdf)
- [2] Szenariorahmen 2014 der Bundesnetzagentur (<http://www.netzausbau.de>)
- [3] Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (<http://www.bundesnetzagentur.de>)
- [4] EEG-Anlagenregister (<http://www.energymap.info/download.html>)
- [5] Gabriel Clemens, „Die Energiewende findet in den Verteilnetzen statt - Sichtweise eines Verteilnetzbetreibers“, FGE-Tagung 2013, Aachen
- [6] Netzentwicklungsplan 2013 der Bundesnetzagentur (<http://www.netzausbau.de>)
- [7] Netzentwicklungsplan 2012 der Bundesnetzagentur (<http://www.netzausbau.de>)
- [8] Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz – BBPlG) (<http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/bbplg/gesamt.pdf>)
- [9] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „Ausbau - und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in und“, Berlin, 2012.
- [10] B. Gwisdorf, T. Borchard, T. Hammerschmidt und C. Rehtanz, „Technical and economic evaluation of voltage regulation strategies for distribution grids with a high amount of fluctuating dispersed generation units,“ 2010.
- [11] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz, Elektrische Energieversorgung, 8. Auflage Hrsg., Hamburg: Vieweg + Teubner Verlag, 2010.
- [12] Deutsche Institut für Normung, „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; EN 50160:2011-02,“ 2011.
- [13] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG), (http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf).
- [14] A. Moser, Elektrizitätsversorgungssysteme - Skriptum zur Vorlesung, Aachen: Klinkenberg Verlag, 2010.
- [15] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn; Bundeskartellamt, „Monitoringbericht 2012,“ Bonn, 2012.
- [16] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Technische Richtlinie - Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Berlin, Juni 2008.
- [17] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (VDE-AR-N 4105:2011-08), Berlin: VDE Verlag GmbH, 2011.
- [18] B. Gwisdorf, T. Hammerschmidt und C. Rehtanz, „Praxisgerechte Anwendung innovativer Netzkonzepte mittels Grenzkurvenanalyse zur Unterstützung von Netzplanungsvorgängen,“ in Internationaler ETG-Kongress, Würzburg, 2011.

Prof. Dr. Albert Moser, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW), RWTH Aachen, Schinkelstr. 6, D-53062 Aachen

Supraleitung in der Energietechnik: Welche Perspektiven eröffnen sich?

Mathias Noe, Karlsruher Institut für Technologie, Institut für Technische Physik

Abstract

Seit der Entdeckung der Hochtemperatur-Supraleitung in 1986 durch Bednorz und Müller ergab sich ein schneller Fortschritt bei der Entwicklung technisch anwendbarer Leiter. Heute sind Hochtemperatur-Supraleiter Drähte und Bänder soweit verfügbar, so dass die erfolgreiche Entwicklung von großen Demonstratoren und Prototypen für Kabel, Transformatoren, Generatoren, magnetische Energiespeicher und Strombegrenzer bereits ermöglicht wurde.

Nachhaltige, zuverlässige und effiziente Elektroenergiesysteme sind eine zwingende Voraussetzung für jede Gesellschaft und supraleitende Betriebsmittel und Komponenten besitzen das Potential hier zukünftig einen wesentlichen Beitrag zu leisten. Bei den konventionellen Betriebsmitteln wie Kabel, Transformatoren und Generatoren ermöglicht die Supraleitung kompakte und effiziente Lösungen mit verbesserten Betriebseigenschaften. Darüber hinaus ergeben sich durch den supraleitenden magnetischen Energiespeicher und den supraleitenden Strombegrenzer neuartige Funktionalitäten, die bisher nicht vorhanden sind.

Dieser Beitrag motiviert kurz den Bedarf für neue Technologien und stellt dann den Stand der Entwicklung supraleitender energietechnischer Komponenten dar. Ein wesentlicher Teil des Vortrages besteht in der Darstellung von Anwendungsbeispielen und dem Ausblick auf zukünftige Entwicklungs- und Anwendungsmöglichkeiten.

1. Hochtemperatur-Supraleiter

Eine wichtige Voraussetzung für die erfolgreiche Realisierung supraleitender Betriebsmittel in der Energietechnik ist die Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit der Hochtemperatur-Supraleiter. Die Entdeckung der heute in der Energietechnik verwendeten technischen Supraleiter (Bi-Sr-Ca-Cu-O kurz BSCCO und Y-Ba-Cu-O kurz YBCO) erfolgte 1986 durch Bednorz und Müller (siehe Bild 1.1).

Kurz danach waren sogenannte HTS Bandleiter der ersten Generation auf der Basis von BSCCO2213 verfügbar und damit konnten eine Vielzahl erster Demonstratoren und Prototypen entwickelt werden. Wegen des relativ hohen und notwendigen Silberanteils bei diesen Leitern sind derzeit weltweit nur zwei Hersteller verblieben, die diesen Leiter industriell fertigen. Das Fertigungsverfahren für HTS Bandleiter der ersten Generation beruht auf einer bekannten Pulver-in-Rohr-Methode und somit sind große Längen von mehr als 1 km heute Standard.

Erst in 2005 waren HTS Bandleiter der zweiten Generation auf der Basis von dünnen YBCO Schichten kommerziell verfügbar. Zunächst auch in geringer Stücklänge und mit einem hohen Preis-Leistungsverhältnis. Wie die Tabelle 1.1 zeigt gibt es aktuell noch weitere kommerzielle Anbieter von HTS Bandleitern der zweiten Generation. Je nach Spezifikation sind heute Werte zwischen 100-200 €/ kA m (bei 77K im Eigenfeld) erzielbar. Da die Stromtragfähigkeit bei 500 A/cm liegt ergeben sich Stromdichten von bis zu 500 A/mm² (bei 77 K im Eigenfeld).

Insgesamt befindet sich die Herstellung von HTS Bandleitern der zweiten Generation noch in der industriellen Pilotphase und eine weitere Hochskalierung wird zu weiteren Steigerungen der kritischen Stromdichte und zu einer Kostensenkung führen. Schon heute sind in Laboranlagen kritische Stromdichten von mehr als 1000 A/cm erzielt worden.

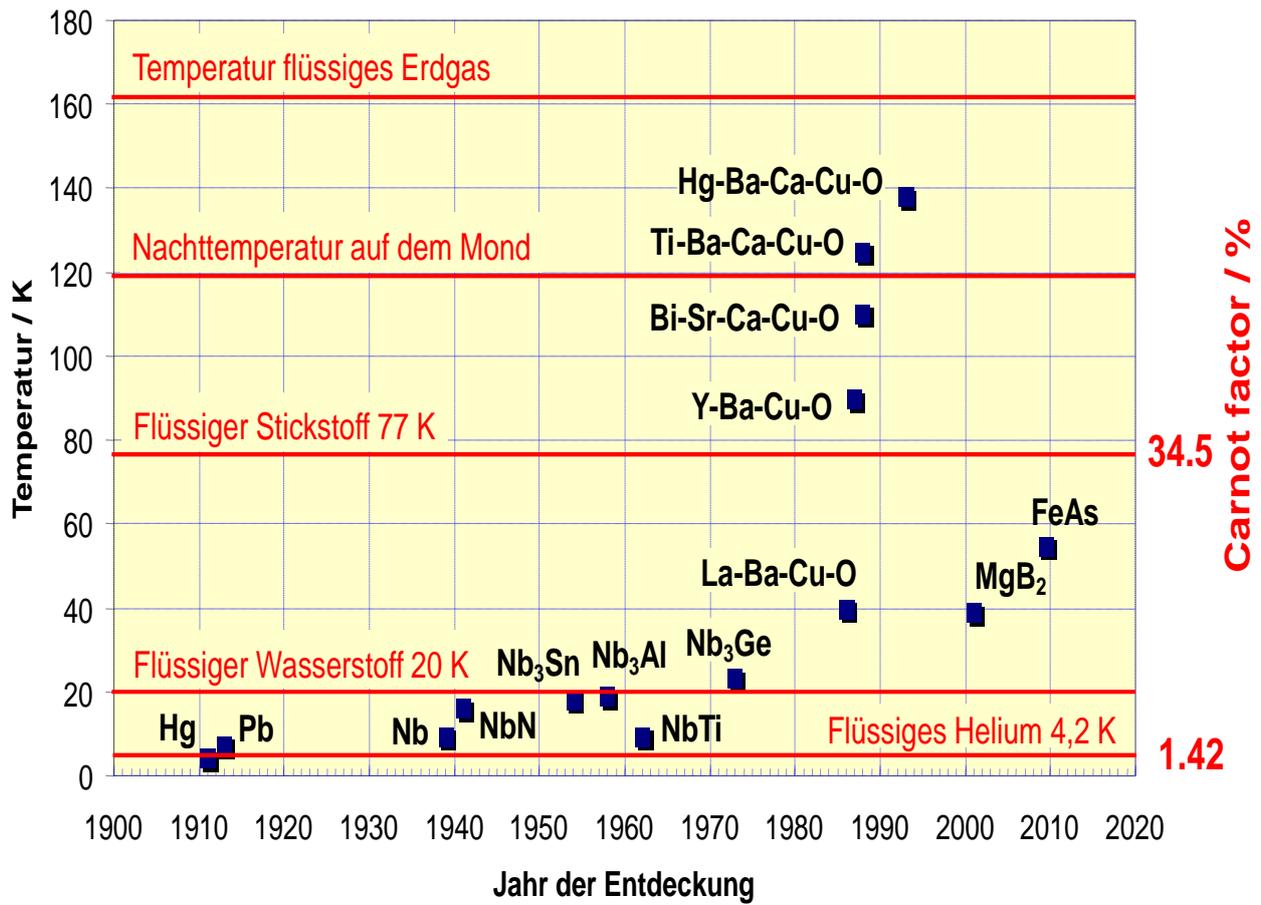


Abb. 1.1: Entdeckung von supraleitenden Materialien und wichtige Kühlttemperaturen

Hersteller ¹⁾	Breite (mm)	Stabilisator ²⁾ (µm)	Stücklänge ³⁾ (m)	Kritischer Strom ⁴⁾ (A/cm)
AMSC, US	4.8/12/40	Cu, Messing, Edelstahl	einige 100 m	160-230
Bruker, D	4	Cu	120	250
d-nano, D	12	Cu	100	150
Fujikura, J	4/12	Cu	einige 100 m	550
STI, US	10	Cu	100	300
Sumitomo Electric, J	2/4	Cu	100-200	300
Sunam, Korea	4/12	Cu, Messing	100	250-375
Superox, Russia, J	4/12	Cu	300-500	300
Superpower, US,J	3/4/6/12	Cu	100-300	250-300
Theva,D	≤12	Cu	10 (200 ³⁾)	250 (350 ³⁾)

1)In alphabetischer Reihenfolge, 2) Standardmaterialien (weitere evtl. auf Anfrage möglich), 3) von Einzeleleitern, 4) 77 K im Eigenfeld

Tabelle 1.1: Übersicht über Hersteller und wesentliche Merkmale von HTS Bandleitern der 2. Generation

2. Supraleitende Kabel

2.1 Grundlegender Aufbau

Grundsätzlich wird zwischen supraleitenden Kabeln mit kaltem und warmem Dielektrikum unterschieden, wobei die Ausführung mit warmem Dielektrikum derzeit keine praktische Bedeutung mehr besitzt und weltweit nur noch supraleitende Kabel mit kaltem Dielektrikum entwickelt werden. Der grundlegenden Ausführungsformen für supraleitende Kabel mit kaltem Dielektrikum sind in Bild 2.1 dargestellt.

Beispielhaft sei für das einphasige Kabel im koaxialen Design der Aufbau näher erläutert. Der Former besteht aus einem Kupferseil, auf das der Supraleiter in mehreren Lagen aufgewickelt ist. Der Supraleiter wird durch den Kupferkern mechanisch und elektrisch stabilisiert. Auf den Kern folgt das Dielektrikum zur elektrischen Isolation. Als Dielektrikum wird mit Polypropylen laminiertes Papier (PPLP, Polypropylene laminated paper) verwendet. Das PPLP wird in mehreren Lagen auf den Supraleiter gewickelt. Es sich zwischen zwei leitfähigen Schichten zur Homogenisierung der Feldverteilung an der Oberfläche und Reduzierung der Oberflächenrauigkeit. Teilentladungen können so reduziert werden. Auf dem Dielektrikum ist der Schutzschirm aufgebracht, der ebenfalls aus einem Supraleiter

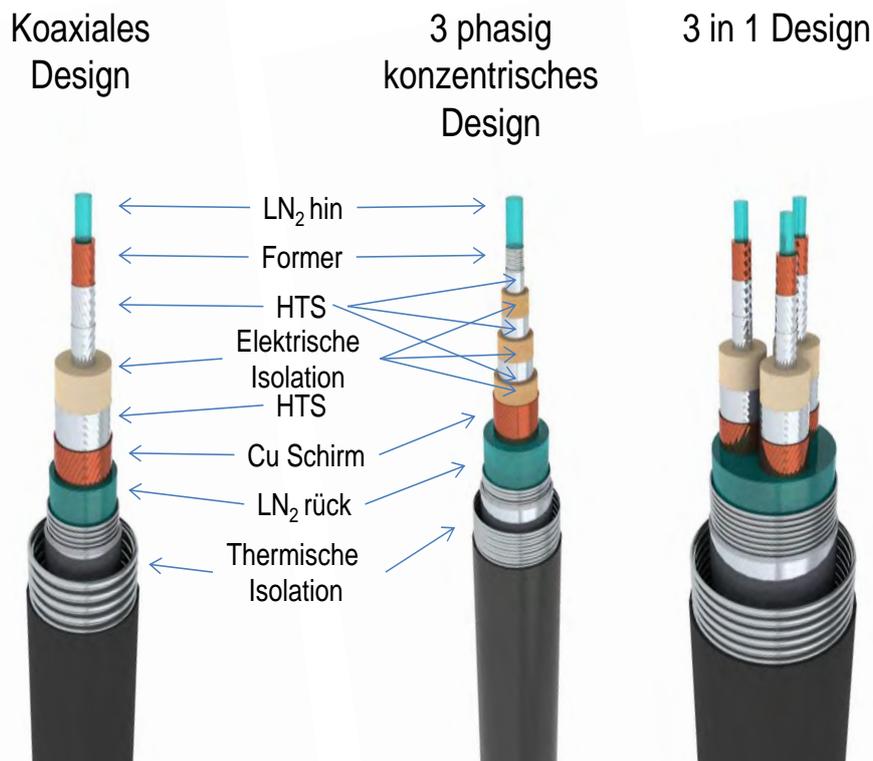


Bild 2.1: Ausführungsformen von supraleitenden Kabeln mit kaltem Dielektrikum
[Bilder Nexans]

besteht und wie oben beschrieben als Rückleiter verwendet wird. Durch den Strom im Schirm wird das Magnetfeld außerhalb des Kabels vollständig kompensiert. Dadurch treten zwischen den Phasen keine mechanischen Kräfte auf. Zur Stabilisierung des supraleitenden Schirms wird zusätzlich ein Kupferschirm aufgebracht, der dabei wesentlich dünner ist als bei konventioneller Ausführung. Die thermische Isolierung (Kryostat) besteht aus zwei Wellrohren zwischen denen sich die Superisolation befindet. Im Zwischenraum mit der Superisolation wird ein Vakuum erzeugt. Der Kern mit dem Supraleiter, das Dielektrikum

und der supraleitende Schirm befinden sich im inneren Wellrohr, durch das auch der zur Kühlung erforderliche flüssige Stickstoff geleitet wird. Der Kabelmantel besteht wie bei konventionellen Kabeln, aus einem Korrosionsschutz und einer äußeren Schutzhülle aus PVC.

Die Ausführungen des supraleitenden Kabels im konzentrischen Design oder im 3 in 1 Design besitzen vorteilhafterweise nur eine thermische Hülle und somit geringere thermische Verluste. Weiterhin ist der Supraleiterbedarf im konzentrischen Design minimiert, da nur die drei Phasen mit Supraleitern versehen werden und der Rückleiter entfällt. Wegen zunehmender Dicke des Dielektrikums bei hohen Spannungen sind das konzentrische Design und das 3 in 1 Design sinnvoll nur bis zu mittleren Spannungsebenen ausführbar.

2.2 Systemvorteile

Ein wesentlicher Vorteil von supraleitenden Kabeln gegenüber konventionellen Hochspannungskabeln ist die höhere Stromdichte. Dadurch kann die gleiche Leistung auf einer geringeren Spannungsebene übertragen werden, wodurch grundsätzlich Transformatoren und Schalter eingespart werden können. Des Weiteren kann dadurch bei gleichem Querschnitt eine wesentlich höhere Leistung, bzw. die gleiche Leistung bei einem wesentlich geringeren Querschnitt übertragen werden. Die Systemvorteile durch die Nutzung supraleitender Kabel ergeben sich wie folgt:

- Legung
 - Geringerer Flächen- und Trassenbedarf (Innenstädte, Teilerdverkabelung)
 - Geringerer Aufwand bei der Kabellegung
- Umwelt und Marketing
 - Keine elektromagnetischen Streufelder und Bodenerwärmung
 - Hohe Energie- und Ressourceneffizienz
- Betrieb
 - Höhere Übertragungsleistung
 - bei niedrigerer Spannungsebene (Substitution von Hochspannung)
 - bei gleichem Außendurchmesser (Wegerecht bei Retrofit)
 - Niedrigere Impedanz
 - Niedrigere Spannungsüberhöhung im Leerlauf
 - Niedrigerer Spannungsfall
 - Betrieb mit natürlicher Leistung möglich

2.3 Stand der Entwicklung

In Tabelle 2.1 ist ein Überblick über wichtige Kabelprojekte dargestellt. Es fällt auf, dass die meisten Kabelprojekte mit BSCCO Bandleitern realisiert wurden. Aufgrund der sehr schnellen Entwicklung der YBCO Bandleiter, die schon heute höhere kritische Werte erzielen, und voraussichtlich in naher Zukunft wesentlich kostengünstiger hergestellt werden können, ist zu erwarten, dass BSCCO Bandleiter bald von YBCO Bandleitern abgelöst werden.

Der Entwicklungstrend geht zu mehr Feldtests unter realen Netzbedingungen, wie es erst kürzlich das Beispiel eines 40MVA, 1 km langen supraleitenden Kabels zeigt, das in Essen zu Beginn 2014 erfolgreich in Betrieb genommen wurde [2.1]. Dies ist nun möglich, da in der Vergangenheit hohe Ströme (bis zu 5 kA), hohe Spannungen (bis zu 275 kV) und vergleichbare Längenabschnitte wie bei konventionellen Leistungskabeln (einige 100 m Stücklänge) erfolgreich entwickelt wurden.

Damit stehen supraleitende Kabel an der Schwelle zur Kommerzialisierung und die weiteren Erfahrungen werden die Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit demonstrieren.

Hersteller	Ort/Land/Jahr ¹⁾	Typ	Daten	HTSL
Innopower	Yunnan, CN, 2004	WD	35 kV, 2 kA, 33 m, 3-ph.	Bi 2223
Sumitomo	Albany, US, 2006	CD	34.5 kV, 800 A, 350 m, 3-ph.	Bi 2223
Ultera	Columbus, US, 2006	Triax	13.2 kV, 3 kA, 200 m, 3-ph.	Bi 2223
Sumitomo	Gochang, KR, 2006	CD	22.9 kV, 1.25 kA, 100 m, 3-ph.	Bi 2223
LS Cable	Gochang, KR, 2007	CD	22.9 kV, 1.26 kA, 100 m, 3-ph.	Bi 2223
Sumitomo	Albany, US, 2007	CD	34.5 kV, 800 A, 30 m, 3-ph.	YBCO
Nexans	Hannover, D, 2007	CD	138 kV, 1.8 kA, 30 m, 1-ph.	YBCO
Nexans	Long Isl., US, 2008	CD	138 kV, 1.8 kA, 600 m, 3-ph.	Bi 2223
Nexans	Spain, 2008	CD	10 kV, 1 kA, 30 m, 1-ph	YBCO
Ultera	New York, US, 2013	Triax	13.8 kV, 4 kA, 240 m, 3-ph.	YBCO
Nexans	Long Isl., US, 2011	CD	138 kV, 2.4 kA, 600 m, 1-ph.	YBCO
LS Cable	Gochang, KR, 2011	CD	154 kV, 1 GVA, 100 m, 3-ph.	YBCO
LS Cable	Seoul, KR, 2011	CD	22.9 kV, 50 MVA, 500 m, 3-ph.	YBCO
Sumitomo	Yokohama, JP, 2012	CD	66 kV, 200 MVA, 200 m, 3-ph.	Bi 2223
Furukawa	TEPCO, JP	CD	275 kV, 3 kA	Bi 2223
Sumitomo	Chubu U., JP, 2010	CD	10 kV, 3 kA DC, 20 m, 200 m	Bi 2223
VNIKP	Moscow, RU, 2010	CD	20 kV, 200 m	Bi 2223
Nexans	Essen, D, 2013	CD	10 kV, 2.4 kA, 1000 m, 3 ph.	Bi 2223

Tabelle 2.1: Übersicht über supraleitende Kabelprototypen

3. Supraleitende rotierende Maschinen

3.1 Grundlegender Aufbau

Es existieren eine Vielzahl verschiedener Bauformen für supraleitende Maschinen. Wegen der Bedeutung der Synchronmaschine für die Energieerzeugung, beschränkt sich dieser Bericht auf diese Bauform. Bei der supraleitenden Ausführung einer Synchronmaschine wird die konventionelle Läuferwicklung durch eine supraleitende Wicklung des Läufers ersetzt. Hierfür befindet sich der gesamte Läufer in einem Kryostat der ebenfalls rotiert. Da im Eisen nur magnetische Flussdichten bis zur Sättigungsgrenze realisiert werden können, wird ein nichtmagnetischer Läufer, verwendet. Das nichtmagnetische Läufermaterial weist eine deutlich niedrigere Permeabilität als Eisen auf, wodurch die Induktivität des Läufers geringer ist. Durch das Sättigungsverhalten des Eisen wird auch in der Befestigung des Ständerwicklung kein magnetische Material eingesetzt, statt Nuten aus Eisen kommt eine Luftspaltwicklung zum Einsatz. Dies vergrößert den Bereich ohne magnetisierbares Material zwischen Läuferwicklung und Ständerwicklung, den sogenannten magnetischen Luftspalt. Die niedrigere Induktivität und der größere magnetische Luftspalt reduzieren den Blindwiderstand der Synchronmaschine, die synchrone Reaktanz. Dies hat einen deutlichen Einfluss auf die Betriebseigenschaften der Maschine. Durch die deutlich höhere Stromdichte im Supraleiter ist trotz nichtmagnetischem Läufer die maximale resultierende magnetische Flussdichte des Läufers höher als bei der konventionellen Ausführung. Das Feld des supraleitenden Läufers kann durch Betrieb mit Gleichstrom erzeugt werden, daher treten im Supraleiter keine Wechselstromverluste auf und die effektiven Verluste des supraleitenden Läufers sind sehr gering. Da für den Betrieb der Synchronmaschine ein sich zeitlich

veränderliches Magnetfeld des Ständers benötigt wird, wird die Ständerwicklung nicht supraleitend ausgeführt. Dies hätte hohe Wechselstromverluste und damit auch thermische Verluste zur Folge. Stattdessen werden weiterhin normalleitende Kupferwicklungen im Ständer eingesetzt. Durch das höhere Feld des Läufers werden diese Wicklungen nicht in Nuten geführt, da das Eisen der Nuten sich im Sättigungsbereich befinden würde. Stattdessen werden die Wicklung im Luftspalt zwischen Ständerinnenseite und Kryostatwand des Läufers als sog. „Luftspaltwicklung“ angebracht. Der Wegfall der Nuten und der nichtmagnetische Kryostat vergrößert den effektiven magnetischen Luftspalt zwischen Läufer und Ständer. Da vom Supraleiter hohe Stromdichten und starke Felder erwartet werden muss er bei Temperaturen deutlich geringer als seine kritische Temperatur betrieben werden. Daher kommt als Kühlmittel flüssiger Stickstoff nicht in Frage. Stattdessen wird oftmals Helium He für Temperaturen um 4 K oder Neon Ne bei Temperaturen von 30 K bis 50 K eingesetzt. Das Kühlmittel kann dabei über eine hohle Antriebswelle dem Kryostaten zu- und abgeführt werden. Bild 3.1 zeigt die grundlegende Bauform der supraleitenden Synchronmaschine im Vergleich zur konventionellen Ausführung.

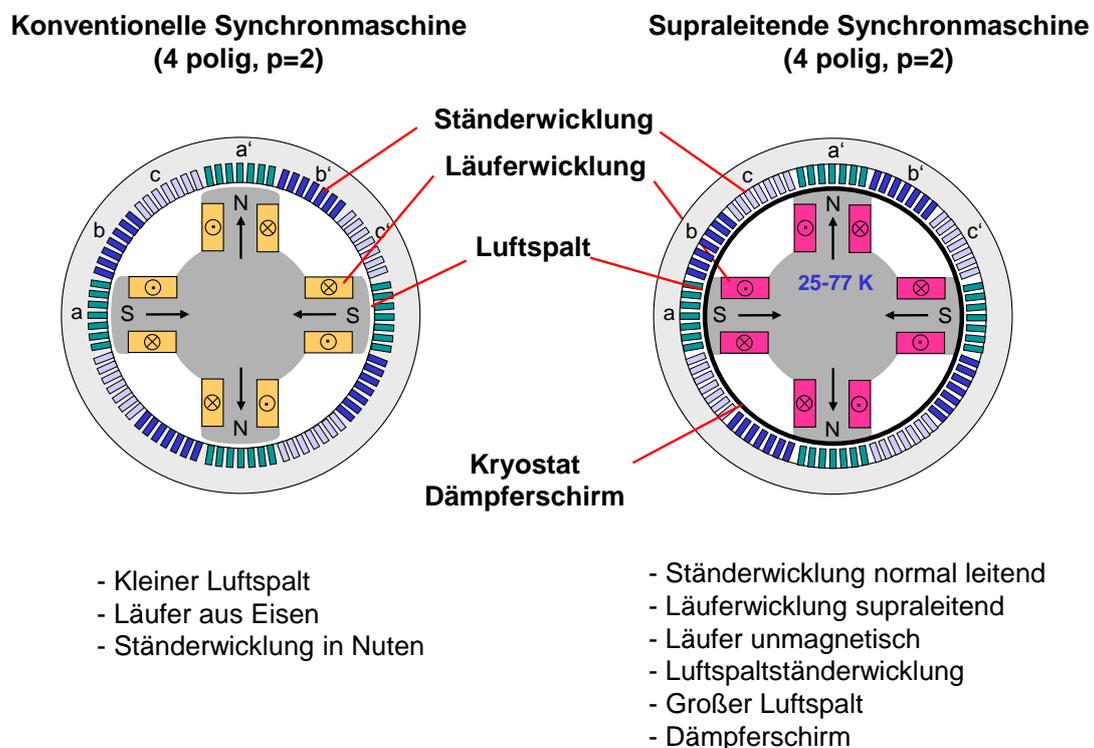


Bild 3.1: Prinzipskizze einer supraleitenden Synchronmaschine im Vergleich zur konventionellen Ausführung.

3.2 Systemvorteile

Der wesentliche Vorteil einer supraleitenden Synchronmaschine besteht in der höheren Stromdichte im Rotor und der höheren, über die Sättigung von Eisen hinausgehende Luftspaltmagnetisierung. Dadurch wird die Maschine kompakter und leistungsfähiger. Ein wesentlicher Vorteil im Betriebsverhalten ergibt sich durch die deutlich niedrigere synchrone Reaktanz, die bei supraleitenden Maschinen etwa 5 bis 10 mal geringer ist als bei konventionellen Ausführungen. Die Vorteile von supraleitenden Synchronmaschinen lassen sich somit wie folgt zusammenfassen.

- Kleineres Bauvolumen und Gewicht ($V_{SL}/V_{KONV} \approx 0,5$)
- Kleinere synchrone Reaktanz ($X_{dSL}/X_{dKONV} \approx 0,2$)
 - Größerer Stabilitätsbereich
 - Höherer kapazitiver Blindleistungsbereich
 - Höhere Überlastbarkeit ($(M_{KIPP}/M_{nenn})_{SL} > 3$)
 - Unempfindlicher gegen Lastschwankungen
- Höherer Wirkungsgrad (Vernachlässigbare Erregerverluste)
- Geringere Geräuschentwicklung und weniger Vibrationen
- Hohe Dynamik und höhere Geschwindigkeiten

3.3 Stand der Entwicklung

Wie Tabelle 3.1 zeigt wurden bisher eine Vielzahl von supraleitenden rotierenden Maschinen für verschiedene Anwendungen entwickelt. Am häufigsten sind unter den Anwendungen Schiffsantriebe, Generatoren und Industriemotoren zu finden. In letzter Zeit ist das Interesse an supraleitenden Windkraftgeneratoren auf Grund der erzielbaren Systemvorteile enorm gestiegen und erste Prototypentwicklungen dazu wurden begonnen [3.1], [3.2].

Die bisher größte Maschine mit 36,5 MVA wurde von AMSC entwickelt und 2010 erfolgreich getestet [3.3]. Neben den umfangreichen Erfahrungen in Labortests und auf Testständen wurden bisher zwei Maschinen in einen normalen Netzbetrieb integriert. Das sind ein Phasenschieber von AMSC und eine Maschine zur Blindleistungsbereitstellung der Fa. Siemens. Insbesondere der umfangreiche Feldtest der Fa. Siemens zeigt auch nach Jahren keine Alterung der supraleitenden Wicklungen.

Hersteller / Land	Maschine	Zeit
AMSC (US)	5 MW Demo Motor	2004
	8 MVA, 12 MVA Phasenschieber	2005/2006 (Feldtest)
	36 MW Schiffsantrieb 8 MW Windkraftgenerator Design Studie	2008 2010
GE (US)	100 MVA Generator	2006 (nicht gebaut)
	5 MVA Homopolarer Induktionsmotor	2008
LEI (US)	5 MVA Generator	2006
Kawasaki (JP)	1 MW Schiffsantrieb	200?
IHI Marine, SEI (JP)	365 kW Schiffsantrieb	2007
	2.5MW Schiffsantrieb	2010
Doosan, KERI (Korea)	1 MVA demo-generator	2007
	5 MW Schiffsantrieb	2011
Siemens (Germany)	4 MVA Industrie Generator	2008 (Feldtest)
	4 MW Schiffsantrieb	2010
Converteam (UK), now GE	1.25 MVA Wasserkraftgenerator	2012
	500 kW Demo Generator	2008

Tabelle 3.1: Übersicht über wichtige Entwicklungen zu supraleitenden rotierenden Maschinen

4. Supraleitende Strombegrenzer

4.1 Grundlegende Prinzipien

Die Nutzung der supraleitenden Eigenschaften ermöglicht eine Vielzahl von verschiedenen strombegrenzende Funktionsprinzipien. Bild 4.1 zeigt den prinzipiellen Aufbau und die Vor- und Nachteile einiger wichtiger Prinzipien. Eine Übersicht über Strombegrenzer allgemein und eine genaue Beschreibung der Wirkprinzipien ist in [4.1] und [4.2] zu finden.

Beim resistiven Strombegrenzer ist das HTS Modul direkt in die Kurzschlussstrombahn geschaltet. Durch den Übergang des Supraleiters vom supraleitenden in den normalleitenden Zustand entwickelt sich innerhalb weniger Millisekunden ein ohmscher Widerstand, der den Kurzschlussstrom begrenzt. Die Stromzuführung aus dem Raumtemperatur-Bereich zum Kühltemperatur-Bereich ist entsprechend verlustarm und spannungsfest ausulegen. Zur Kühlung hat sich eine Kombination mit einem LN₂-Reserve-Behälter und einer Kältemaschine als vorteilhaft erwiesen. Als kompakte Ausführungsformen für das HTS Modul eignen sich mäanderförmige Strukturen oder induktivitätsarme Spulenwicklungen. Für den Fall, dass der Kurzschluss länger als wenige Netzperioden andauert, wird in Serie zum Strombegrenzer ein konventioneller Leistungsschalter eingebaut, der den begrenzten Strom nach einer für ihn typischen Zeitverzögerung von etwa 100 ms abschaltet, um eine unzulässig hohe thermische Belastung des Supraleiters zu vermeiden. Die während des Normalbetriebs entstehenden Wechselstromverluste im Supraleiter und die Verluste in der Stromzuführung müssen selbstverständlich minimiert werden.

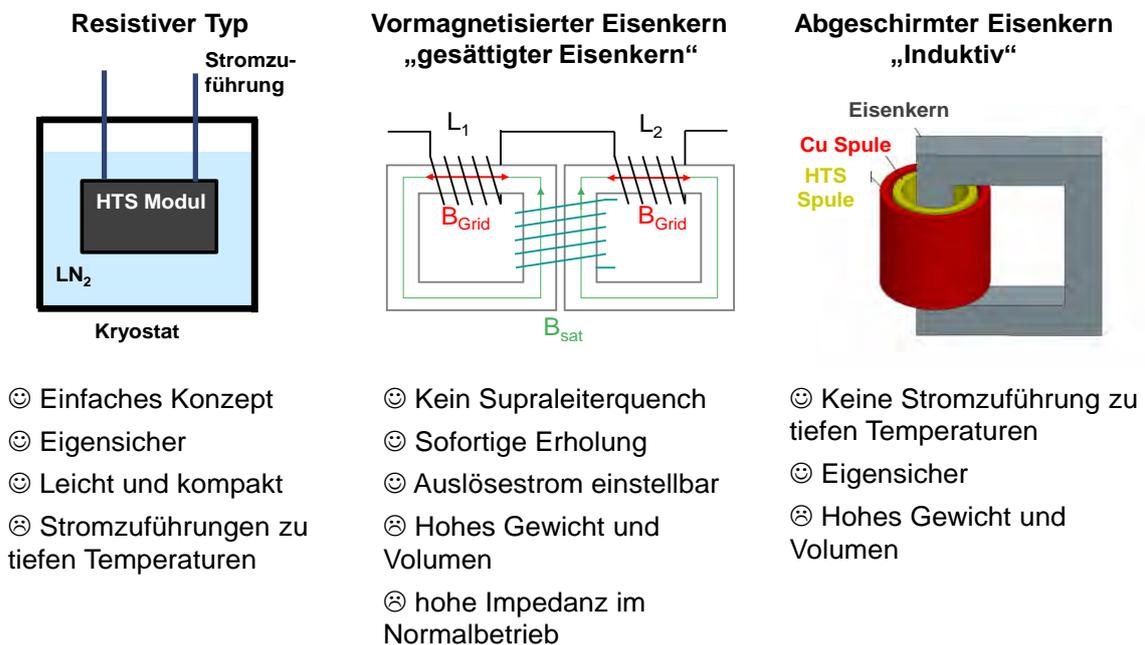


Bild 4.1: Grundlegender Aufbau sowie Vor- und Nachteile von supraleitenden Strombegrenzern

Beim Strombegrenzer mit vormagnetisiertem Eisenkern wird das bekannte Prinzip des Transduktors verwendet. Mit Hilfe einer supraleitenden Gleichstromwicklung wird der Eisenkern magnetisiert und die darauf aufgebrachte AC Spule besitzt eine geringe Impedanz, die ähnlich groß Ihrer Luftspulenimpedanz ist. Im Fehlerfall bewirkt der hohe Kurzschlussstrom, dass das Eisen aus der Sättigung in den ungesättigten Bereich überführt

wird. Dies bewirkt eine deutliche Erhöhung der Impedanz und somit die Strombegrenzung. Damit positive und negative Halbwelle begrenzt werden, sind zwei AC Wicklungen auf verschiedenen Eisenkernen erforderlich. Die HTS Spule wird zweckmäßigerweise nur einmal ausgeführt und umfasst alle Kerne.

Der Aufbau eines Strombegrenzers mit abgeschirmtem Eisenkern gleicht dem eines Transformators mit kurzgeschlossener Sekundärwicklung. Für die Sekundärwicklung werden Hochtemperatur-Supraleiter eingesetzt, die im Normalbetrieb den Eisenkern abschirmen, so dass die Induktivität bzw. die Impedanz gering gehalten werden kann. Sie wird im Wesentlichen durch den Widerstand der Primärwicklung und die Streuinduktivität zwischen Primärwicklung und supraleitendem Hohlzylinder bestimmt. Übersteigt der Strom im Supraleiter den kritischen Wert, so entwickelt sich sehr schnell ein Widerstand, der mit dem Quadrat der Primär-Windungszahl multipliziert auf der Primärseite wirksam wird. Beim Übergang des Zylinders in die Normalleitung dringt magnetischer Fluss in den Eisenkern ein und bewirkt damit eine deutliche Vergrößerung der Begrenzungsimpedanz.

4.2 Wirtschaftliche Vorteile

Elektrische Netze müssen so ausgelegt werden, dass sie den durch die Kurzschlussströme verursachten thermischen und mechanischen Beanspruchungen standhalten. Kurzschlussströme erreichen üblicherweise den 10 bis 20-fachen Wert des Nennstromes bis hin zum 50-fachen Wert. Supraleitende Strombegrenzer (SSB) ermöglichen eine schnelle und wirksame Begrenzung des Kurzschlussstromes bereits in der ersten Stromhalbwelle bei vernachlässigbarer Impedanz im Normalbetrieb. Dadurch verspricht ihr Einsatz in elektrischen Netzen eine Vielzahl technischer und wirtschaftlicher Vorteile, die in [4.3] ausführlich dargestellt sind. Die wirtschaftlichen Vorteile beim Einsatz supraleitender Strombegrenzer ergeben sich wie folgt:

- Verzögerung von Netzausbau oder von Erneuerungsinvestitionen
 - z.B. Beim Zubau von neuen Kraftwerken durch Einhalten der zulässigen Kurzschlussleistung
 - z.B. Bei der Einspeisung erneuerbarer Energien durch Einhaltung des Spannungsbandes über Kopplung von MS-Sammelschienen
- Geringere Dimensionierung von Betriebsmitteln, Anlagen und Netzteilen
 - z.B. Im Kraftwerkseigenbedarf
- Ersatz oder Wegfall von Betriebsmitteln
 - z.B. Wegfall von redundanten Einspeisungen durch Teilnetzkopplung
- Erhöhung der Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit
 - z.B. Durch Kupplung von Teilnetzen
- Geringere Verluste
 - z.B. durch gleichmäßige Lastaufteilung von parallel geschalteten Transformatoren.

4.3 Stand der Entwicklung

Bisher wurde eine Vielzahl supraleitender Strombegrenzer entwickelt und erfolgreich getestet. In der Mittelspannung sind erste resistive Strombegrenzer bereits kommerziell verfügbar und konnten Ihre Zuverlässigkeit in zahlreichen Feldtests unter Beweis stellen. Bild 4.2 zeigt einige Bilder von realisierten resistiven Strombegrenzern für Mittelspannungsanwendungen.

Aktuell befindet sich ein Supraleitender Strombegrenzer mit vormagnetisiertem Eisenkern mit einer Spannung von 200 kV im Feldtest und eine Entwicklung bis 500 kV wurde begonnen.

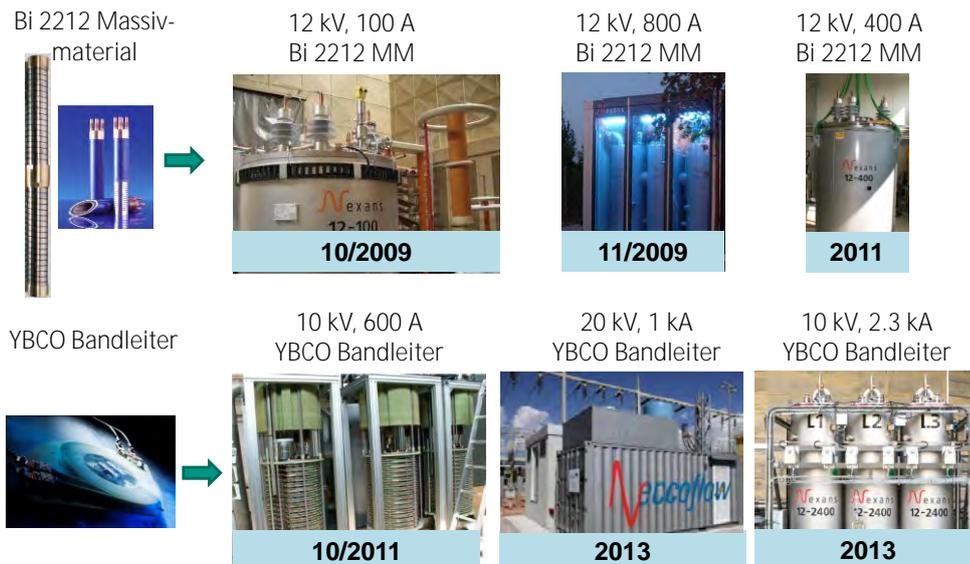


Bild 4.2: Übersicht über ausgeführte resistive Mittelspannungsstrombegrenzer (Bilder: Nexans)

5. Supraleitende Transformatoren

5.1 Grundlegender Aufbau

Supraleitende Transformatoren sind ähnlich aufgebaut wie konventionelle Transformatoren wobei eine oder mehrere Wicklungen mit Supraleitern ausgeführt werden und somit gekühlt werden müssen. Die verschiedenen Ausführungsformen sind in Bild 5.1 dargestellt und unterscheiden sich im Wesentlichen dadurch ob der Eisenkern gekühlt wird oder nicht. Aus energetischen Gesichtspunkten ist der Eisenkern nicht zu kühlen, da sonst die Eisenverluste bei tiefen Temperaturen anfallen und somit der Wirkungsgrad der Kühlung mit berücksichtigt werden muss. Kühlt man nur eine oder mehrere Wicklungen ist darauf zu achten, dass nicht metallische Kryostate z.B. aus GFK verwendet werden, was gegenüber der einfachen Kühlung im kalten Eisenkern einen höheren Aufwand verursacht.

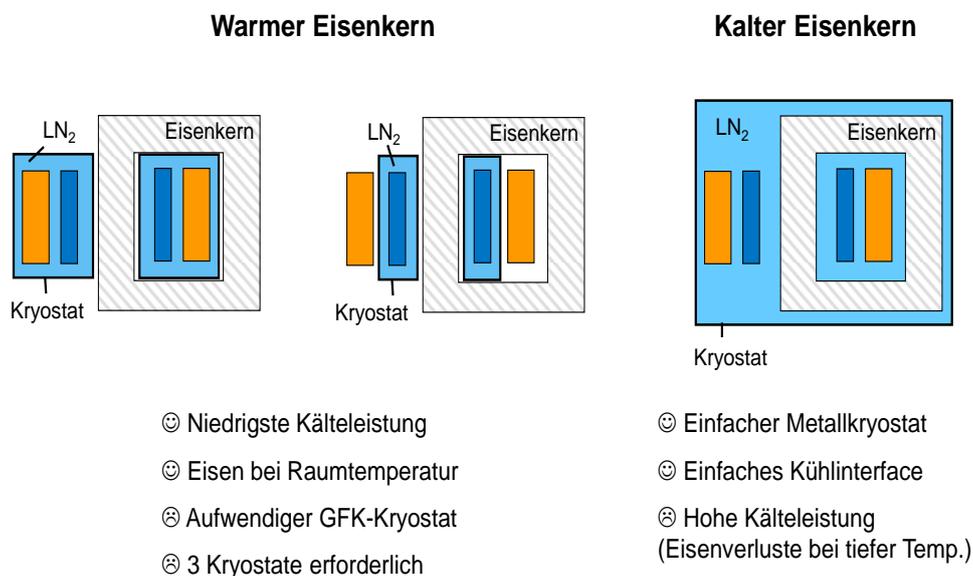


Bild 5.1: Grundlegende Bauprinzipien supraleitender Transformatoren

5.2 Systemvorteile

Der wesentliche Vorteil der Supraleitung ist die höhere Stromdichte, die in einem geringeren Fensterquerschnitt resultiert und damit in einer geringeren Baugröße und niedrigeren Verlusten. Da durch die hohe Stromdichte die Wicklungen weniger Querschnitt in Anspruch wird die Streuung zwischen den Wicklungen reduziert und somit auch die Kurzschlussspannung. Wenn eine Wicklung strombegrenzend ausgeführt wird, dann lässt sich eine aktive Strombegrenzungsfunktion zusätzlich zu der strombegrenzenden Wirkung der Transformatorimpedanz integrieren. Zusammenfassend ergeben sich die Systemvorteile für supraleitende Transformatoren wie folgt:

- Produktion und Transport
 - Kompakt und leicht (~50 % Reduktion)
- Umwelt und Marketing
 - Ressourcen schonend
 - Energieeinsparung (~50 % Reduktion)
 - Nicht brennbar (kein Öl)
- Betrieb
 - Geringere Kurzschlussspannung
 - Höhere Kurzschlussleistung im Normalbetrieb
 - Aktive Fehlerstrombegrenzung mit Rückkühlung unter Last
 - Schutz der Betriebsmittel
 - Reduktion von Investitionskosten

5.3 Stand der Entwicklung

Tabelle 5.1 zeigt eine Übersicht über wichtige Projekte zur Entwicklung supraleitender Transformatoren. Bisher wurden Leistungen bis 2 MVA entwickelt und getestet. Dabei dienten diese Projekte bisher im Wesentlichen zur Technologieentwicklung.

Land	Inst.	Daten	Jahr	HTS
Schweiz	ABB	630 kVA, 18,42 kV/420 V	1996	Bi 2223
Japan	Fuji Electr., Kyushu U.	500 kVA, 6,6 kV/3,3 kV	1998	Bi 2223
Deutschland	Siemens	100 kVA, 5,5 kV/1,1 kV	1999	Bi 2223
USA	Waukesha	1 MVA, 13,8 kV/6,9 kV	?	Bi 2223
USA	Waukesha	5 MVA, 24,9 kV/4,2 kV	?	Bi 2223
Japan	Fuji Electr., Kyushu U.	1 MVA, 22 kV/6,9 kV	2001	Bi 2223
Deutschland	Siemens	1 MVA, 25 kV/1,4 kV	2001	Bi 2223
Korea	U Seoul	1 MVA, 22,9 kV/6,6 kV	2004	Bi 2223
Japan	U Nagoya	2 MVA, 22 kV/6,6 kV	2009	P-Bi 2223 S-YBCO
D	KIT	60 kVA 1 MVA	2010 2015	P-Cu S-YBCO
USA	Waukesha	25 MVA, 69 kV	201?	YBCO
Japan	Kyushu University	2 MVA, 66 kV/6.9 kV	2012	YBCO
NZ, AUS	IGC	1 MVA, 11 kV	2013	YBCO

Tabelle 5.1: Übersicht über wichtige Projekte zur Entwicklung supraleitender Transformatoren

Fortgeschrittene Technologieträger und Prototypen für supraleitende Transformatoren sind bisher in Japan [5.1] und Neuseeland [5.2] entwickelt worden. Der bisher leistungsfähigste Transformator befindet sich bei Waukesha in den USA im Aufbau.

Im Vergleich zu Strombegrenzern und Kabeln sind beim supraleitenden Transformator noch einige technische Entwicklungen durchzuführen, bevor erste kommerzielle Anwendungen machbar sind. Hierzu gehört insbesondere bei hohen Strömen die Entwicklung von verlustarmen und stabilen Hochstromleiterkonzepten. Da hierzu eine Vielzahl von Leiterkonzepten aktuell untersucht wird ist auch hier mit einem signifikanten Fortschritt zukünftig zu rechnen.

6. Supraleitende magnetische Energiespeicher

6.1 Grundprinzip

Das Grundprinzip des supraleitenden magnetischen Energiespeichers (SMES) beruht auf der Speicherung von Energie im Magnetfeld einer Spule. Ist diese Spule supraleitend ausgeführt, dann kann ein einmal eingepprägter Strom grundsätzlich unendlich lange fließen, da ihm kein elektrischer Widerstand entgegengesetzt wird. Zum Anschluss des SMES an ein Drehstromnetz sind im Allgemeinen Umrichter erforderlich. Bild 6.1 zeigt das vereinfachte Anschlussschema und den idealisierten Strom- und Spannungsverlauf beim Speicher-, Lade- und Entladevorgang des SMES. Teil- und Vollentladungen sind problemlos möglich.

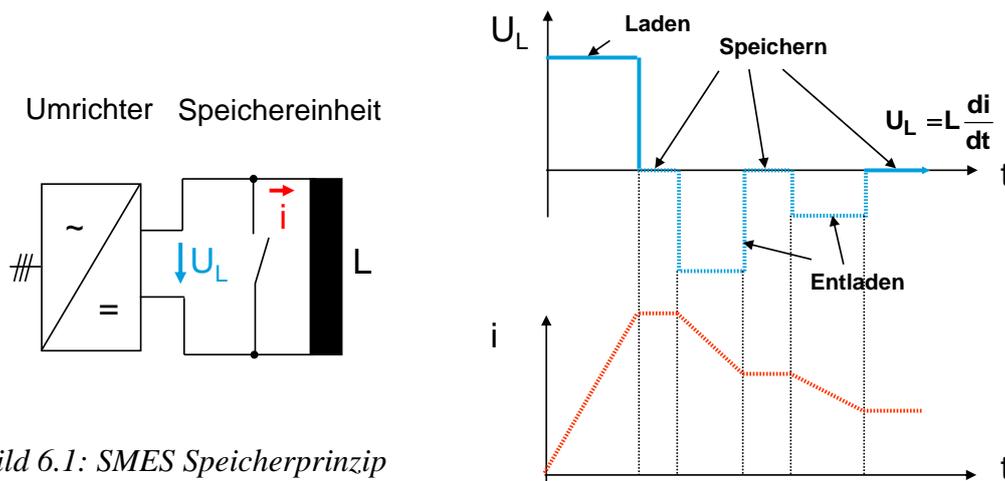


Bild 6.1: SMES Speicherprinzip

Charakteristische Größen für einen SMES sind der Energieinhalt Q und die Leistung P , die sich wie folgt berechnen:

$$Q = \frac{1}{2} L I^2 \quad P = U I$$

Weitere charakteristische Größen, die sich insbesondere zum Vergleich von Energiespeichern eignen sind die Energiedichte pro Volumeneinheit, die Energiedichte pro Masseneinheit und die Leistungsdichte.

Die Energiedichte pro Volumeneinheit V eines SMES ist nur vom Magnetfeld abhängig und berechnet sich zu:

$$\frac{Q}{V} = \frac{B^2}{2 \mu_0}$$

Für ein Magnetfeld von 5 T berechnet sich eine Energiedichte von 2,7 kWh/m³.

Die Energiedichte pro Masseneinheit m ist beim SMES bestimmt durch die mechanische Festigkeit der verwendeten Leitermaterialien und berechnet sich zu:

$$\frac{Q}{m} \leq \frac{\sigma}{d}$$

Damit ergibt sich beispielsweise mit einer maximalen mechanischen Belastbarkeit des Leiters von $\sigma = 100 \text{ MPa}$ eine Energiedichte pro Masseneinheit von $3,5 \text{ kWh/kg}$.

Wegen der hohen Stromdichten und Ströme in Supraleitern und der vergleichsweise hohen Spannungen von einigen kV, die in SMES problemlos beherrscht werden können, ergeben sich hohe Leistungsdichten von mehr als $1\text{-}10 \text{ kW/kg}$ [6.1].

6.2 Systemvorteile

Wesentliche Vorteile eines SMES sind der hohe Wirkungsgrad und die sehr schnelle Reaktionszeit. Neben Kondensatoren sind SMES die einzigen Energiespeicher in denen Energie ohne weitere Umwandlung gespeichert wird. Im Folgenden sind die wesentlichen Vorteile der Energiespeicherung mit einem SMES zusammengefasst.

- Kurze Reaktionszeit in ms
- Schnelle Auf- und Entladung
- Vollentladung möglich
- Unabhängige Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung
- Hoher Wirkungsgrad $> 95\%$
- Keine Alterung
- Umweltfreundlich
- Sehr hohe Leistungsdichten (kW/kg)

6.3 Stand der Entwicklung

Weltweit wurden SMES bis zu Leistungen von 10 MW und einem Energieinhalt bis 20 MJ erfolgreich entwickelt und getestet. Bisher werden in SMES, wegen der vergleichsweise günstigen Leiterkosten, zumeist Tieftemperatursupraleiter verwendet, die mit flüssigem Helium bei einer Temperatur von $4,5 \text{ K}$ (-269 °C) betrieben werden. Zukünftige Supraleiteroptionen für SMES stellen YBCO Bandleiter dar, die eine Kühlung mit flüssigem Stickstoff bei 77 K (-196°C) ermöglichen und Leiter aus Magnesiumdiborid (MgB_2) die mit flüssigem Wasserstoff bei 20 K (-253°C) gekühlt werden können. Tabelle 6.1 zeigt eine Übersicht über ausgewählte SMES Projekte.

Leitende Firma/Einrichtung	Land	Jahr	Daten	Supraleiter	Anwendung
Forschungszentrum Karlsruhe	D	1997	320 kVA, 203 kJ	NbTi	Flickerkompensation
AMSC	USA		2 MW, 2,6 MJ	NbTi	Netzstabilisierung
Forschungszentrum Karlsruhe	D	2004	25 MW, 237 kJ	NbTi	Leistungsmodulator
Chubu	J	2004	5 MVA, 5 MJ	NbTi	Spannungsqualität
Chubu	J	2004	1 MVA, 1 MJ	Bi 2212	Spannungsqualität
KERI	Korea	2005	750 kVA, 3 MJ	NbTi	Netzqualität
Chubu	J	2007	10 MVA, 19 MJ	NbTi	Lastkompensation
CAS	China	2007	0,5 MVA, 1 MJ	Bi 2223	-
CNRS	F	2008	800 kJ	Bi 2221	Militäranwendung

Tabelle 6.1: Ausgewählte SMES Projekte

7. Zusammenfassung

Hochtemperatur-Supraleiter ermöglichen für durch ihre hohe Stromdichte sehr leistungsstarke, kompakte und verlustarme Ausführungen von supraleitenden Kabeln, Transformatoren und Generatoren. Darüber hinaus machen Sie neuartige Anwendungen wie den supraleitenden Strombegrenzer und den supraleitenden magnetischen Energiespeicher erst möglich.

Bisher sind eine Vielzahl von Prototypen für supraleitende Betriebsmittel entwickelt und erfolgreich getestet worden, der Entwicklungsstand muss jedoch differenziert nach Betriebsmittel und Leistungsklasse bzw. Spannungsebene erfolgen.

Sehr weit entwickelt und an der Schwelle zur Kommerzialisierung sind supraleitende Kabel und resistive supraleitende Mittelspannungstrombegrenzer. Hierfür liegt bereits eine umfangreiche Betriebserfahrung vor und erste kommerzielle Anbieter sind verfügbar.

Die weitere Entwicklung von Generatoren, Transformatoren und SMES wird auch davon abhängen, wie es zukünftig gelingt weitere große Prototypenanwendungen erfolgreich zu demonstrieren.

Literatur

- [2.1] Stemmle, M., Merschel, F., Noe, M., Hobl, A.: "AmpaCity – Installation of Advanced Superconducting 10 kV System in City Center Replaces Conventional 110 kV Cables" Proceedings of 2013 IEEE International Conference on Applied Superconductivity and Electromagnetic Devices, Beijing, China, October 25-27, 2013, 978-1-4799-0070-1/13
- [3.1] <http://www.suprapower-fp7.eu/>
- [3.2] <http://www.innwind.eu/>
- [3.3] Gamble, B.; Snitchler, G., MacDonald, T.: "Full Power Test of a 36.5 MW HTS Propulsion Motor", IEEE Transaction on Applied Superconductivity, Vol. 21, No. 3, June 2011 1083
- [4.1] CIGRE TB 497 "Applications and Feasibility of Fault Current Limiters in Power Systems"; WG A3.23; 201
- [4.2] Noe, M., Steurer, M.: "TOPICAL REVIEW High-temperature superconductor fault current limiters: concepts, applications, and development status", Supercond. Sci. Technol. 20 (2007) R15–R29 doi:10.1088/0953-2048/20/3/R01
- [4.3] Noe, M., Oswald, B.: "Technical and Economical Benefits of Superconducting Fault Current Limiters in Power Systems", IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 9, No. 2, June 1999 1341
- [5.1] ISTECC, Superconductivity Web21, August, 2013 Date of Issue: August 15, 2013
- [5.2] Glasson, N.D., Staines, M.P., Jiang, Z., Allpress, N.S.: "Verification Testing for a 1 MVA 3-Phase Demonstration Transformer Using 2G-HTS Roebel Cable", IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 23, No. 3, JUNE 2013
- [6.1] Lund, P.D., Paatero, J.V. (2006): Energy storage options for improving wind power quality. Nordic Wind Power Conference 22./23. Mai 2006

Prof. Dr.-Ing. Mathias Noe, Karlsruher Institut für Technologie, Institut für Technische Physik (ITEP), Hermann-von-Helmholtz-Platz 1, D-76344 Eggenstein-Leopoldshafen

Schiefergas In Deutschland – Potenziale, Ressourcen und Umweltaspekte

Michael Kosinowski, BGR - Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe

Die rasante Entwicklung bei der Erschließung großer Schiefergas-Vorkommen in den USA in den letzten zehn Jahren hat weltweit den Blick auf diese neue zusätzliche Erdgas-Ressource gelenkt. Erdgas aus Schiefergas, Tight-Gas und Kohleflözen hat in den USA bereits einen Anteil von rund 60% an der inländischen Förderung. Mittelfristig werden die USA nicht nur ihren Erdgasbedarf aus eigenen Quellen decken können, sondern Erdgas in verflüssigter Form sogar exportieren. Außerhalb Nordamerikas dagegen steht die Nutzung von Schiefergasvorkommen erst am Anfang. Auch in Deutschland gibt es ein bislang nicht ausgeschöpftes Potenzial an Schiefergas. Erste Aktivitäten zur Erkundung und Erschließung möglicher Vorkommen sind allerdings hier, wie auch in anderen europäischen Ländern, wegen möglicher Umweltauswirkungen in die öffentliche Kritik geraten. Vor diesem Hintergrund ermittelt die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) derzeit das Ressourcenpotenzial an Schiefergas und Schieferöl in Deutschland und betrachtet dabei Aspekte der Umweltverträglichkeit. 2012 wurden erste Ergebnisse vorgestellt, die auf einer vorläufigen Abschätzung basieren (BGR 2012).

In Zusammenhang mit Schiefergas wurde der Begriff „Fracking“ im Jahr 2010 in den deutschen Wortschatz aufgenommen und sofort zum Unwort des Jahres. Damals zeigte ein so genannter Dokumentarfilm die Methoden, mit denen Schiefergas in den Vereinigten Staaten von Amerika erschlossen wird. Bilder von flammenden Wasserhähnen, aus denen nicht nur Wasser, sondern auch entzündbares Methan strömt, sind seither im kollektiven Bewusstsein. Dabei ist es unerheblich, dass diese Filmszenen mit den Gasbohrungen nicht in direkter Verbindung standen.

1. Erdgas in Deutschland

Für Deutschland ist zu erwarten, dass Erdgas in den kommenden Jahrzehnten weiterhin eine wichtige Rolle einnehmen wird. Der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch in Deutschland ist seit Mitte der 1990er Jahre auf konstant hohem Niveau und beträgt über 20%, im Jahr 2012 lag er bei rund 21,6 % (Abb.1). Der Erdgasverbrauch in Deutschland beläuft sich derzeit auf etwa 90 Mrd. m³ im Jahr 2012. Deutschland importiert davon den Großteil, 2012 waren das rund 87 % des Gesamtverbrauches. Wichtigster Lieferant ist derzeit die Russische Föderation mit 38% Anteil, gefolgt von Norwegen und den Niederlanden. Die Versorgung Deutschlands mit Erdgas kann noch zu einem signifikanten Anteil aus heimischer Förderung gedeckt werden – allerdings ist dieser Anteil in den letzten Jahren rückläufig. Noch in im Jahr 2000 stammten rund 20 % des benötigten Erdgases aus eigener Förderung, während es 2012 mit knapp 12 Mrd. m³ nur noch 13% waren. Die stetige Abnahme der Erdgasproduktion in Deutschland ist auf die zunehmende Erschöpfung der vorhandenen Lagerstätten zurückzuführen.

Nennenswerte Neufunde sind in den letzten Jahren ausgeblieben (BGR 2013a). Der letzte große Erdgasfund in Deutschland wurde 1992 südlich von Bremen gemacht, als die Gesellschaft RWE Dea das Erdgasfeld Völkersen im Landkreis Verden entdeckte. Aus diesem Feld wurden bisher 19 Mrd. m³ Erdgas gefördert (Stand Ende 2013; LBEG 2013). Neue Funde sind seither ausgeblieben, weil unser Land bereits intensiv auf Lagerstätten durchforscht wurde und alle hoffigen Strukturen mit geophysikalischen Methoden und Bohrungen exploriert wurden. Wenn der Rückgang in der inländischen Erdgasproduktion aufgehalten werden soll, müssen Methoden zur Steigerung der Ausbeute aus den bekannten

Lagerstätten angewandt werden und es müssen neue Lagerstätten-Typen gesucht werden, die bisher nicht im Fokus standen. Für beide Ansätze ist die Anwendung der hydraulischen Bohrlochbehandlung, das „Fracking“, erforderlich.

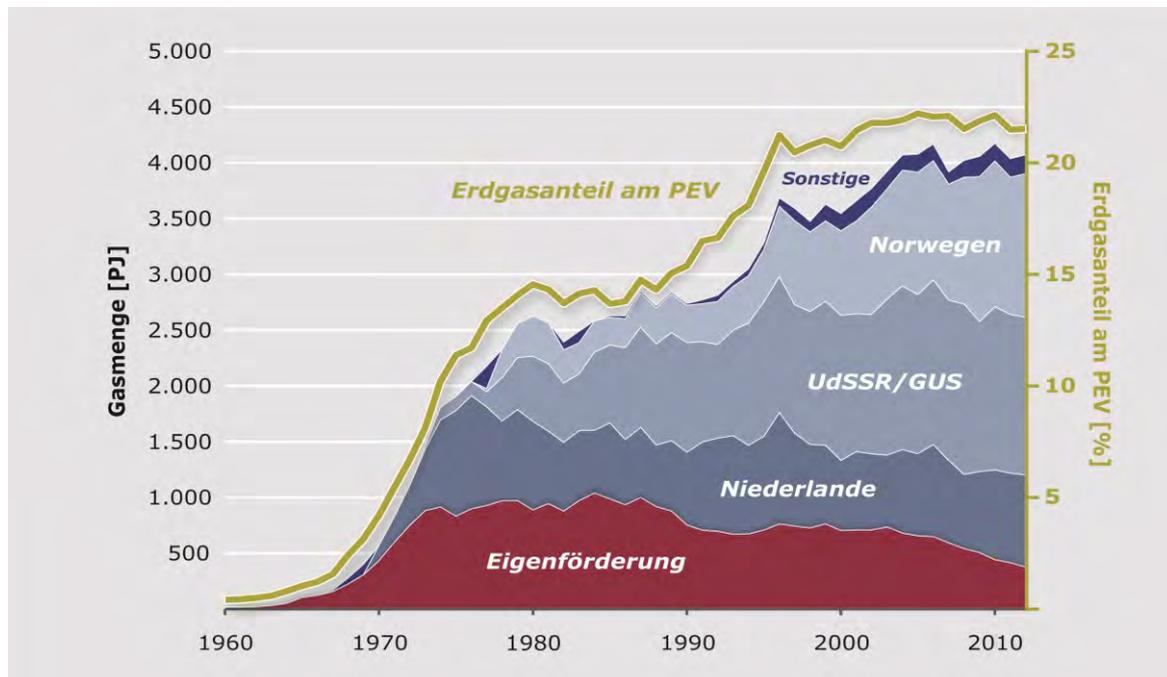


Abb. 1: Erdgasversorgung Deutschlands von 1960 bis 2012 (Quelle: BGR)

2. Konventionelle und Nicht-konventionelle Erdgas-Vorkommen

Weltweit existieren neben den konventionellen Erdgas-Lagerstätten große Erdgasmengen in so genannten nicht-konventionellen Vorkommen. Dieser Begriff ist nicht scharf definiert; im Allgemeinen zählen Tight-Gas, Kohleflözgas und auch Schiefergas dazu.

In konventionellen Erdgaslagerstätten hat sich das Erdgas in räumlich begrenzten Strukturen sekundär angereichert. Dazu muss es das Muttergestein verlassen und – dem Druckgefälle folgend – nach oben gewandert sein. Diesen Vorgang nennen die Geologen Migration. Sie findet statt, weil durch den Prozess der Erdgasgenese der Gasdruck in den Muttergesteinsschichten ansteigt und diese zunächst undurchlässigen Schichten auf natürliche Weise „gefrackt“ werden. Wenn das Gas auf dem Weg nach oben auf poröse Gesteinsschichten trifft und wenn diese durch undurchlässige Gesteine abgedeckt sind, kann sich eine wirtschaftlich interessante Akkumulation bilden, die – durch Bohrungen erschlossen – eine Gasproduktion erlaubt. Als konventionell werden Lagerstätten bezeichnet, in denen die Gesteine eine hohe Porosität bis zu 20% oder mehr aufweisen und gleichzeitig eine hohe Durchlässigkeit.

2.1. Tight-Gas

Tight-Gas ist nicht in porösen und gut durchlässigen Gesteinen, sondern in dichten und sehr gering durchlässigen Gesteinen gespeichert. Die genaue petrographische Beschreibung dieser Gesteine ist schwierig, meistens sind es Sand- bis Schluffsteine mit einem Bindemittel aus Ton, Karbonat und Chloriden. Um Gas aus diesen Gesteinen wirtschaftlich zu fördern, müssen künstliche Wegsamkeiten geschaffen werden, über die das Gas in das Bohrloch fließen kann. Während Chloride mit Süßwasser und Karbonate mit Säure aufgelöst und somit

beseitigt werden können, müssen silikatische Gesteine, also Sand- und Schluffsteine, einer hydraulischen Bohrlochbehandlung unterzogen werden, um das Gestein durchlässig zu machen.

2.2. Kohleflöz-Gas

Kohleflöz-Gas ist Erdgas, das in Steinkohle-Flözen gebunden ist. Es handelt sich dabei um Methan, das bei der Umwandlung der Pflanzenreste zu Steinkohle gebildet wurde und wegen mangelnder Wegsamkeiten den Ort der Entstehung nicht verlassen hat. In der Kohle können große Mengen an Gas gebunden sein, wie Schlagwetter-Explosionen in Bergwerken immer wieder zeigen.

3. Schiefergas

Schiefergas bezeichnet Erdgas in dichten sedimentären Tongesteinen (engl. shale). Es am Ort der Gasgenese im Muttergestein verblieben, weil der Druck, der sich bei der Erdgasgenese im Muttergestein aufgebaut hat, nicht hinreichend groß war, um das Gestein aufzubrechen und die Migration in Gang zu setzen.

Das Gas aus allen genannten Vorkommen ist Methan. Nach der Aufbereitung des Gases z.B. durch die Trocknung und den Entzug von unerwünschten Begleitgasen wie Kohlendioxid und Stickstoff ist seine Herkunft nicht mehr erkennbar.

Konventionelle Lagerstätten sind an geologische Strukturen gebunden und örtlich zu lokalisieren. Dagegen sind die nicht-konventionellen Vorkommen und Lagerstätten überwiegend flächig im Untergrund verbreitet (Abb. 2).

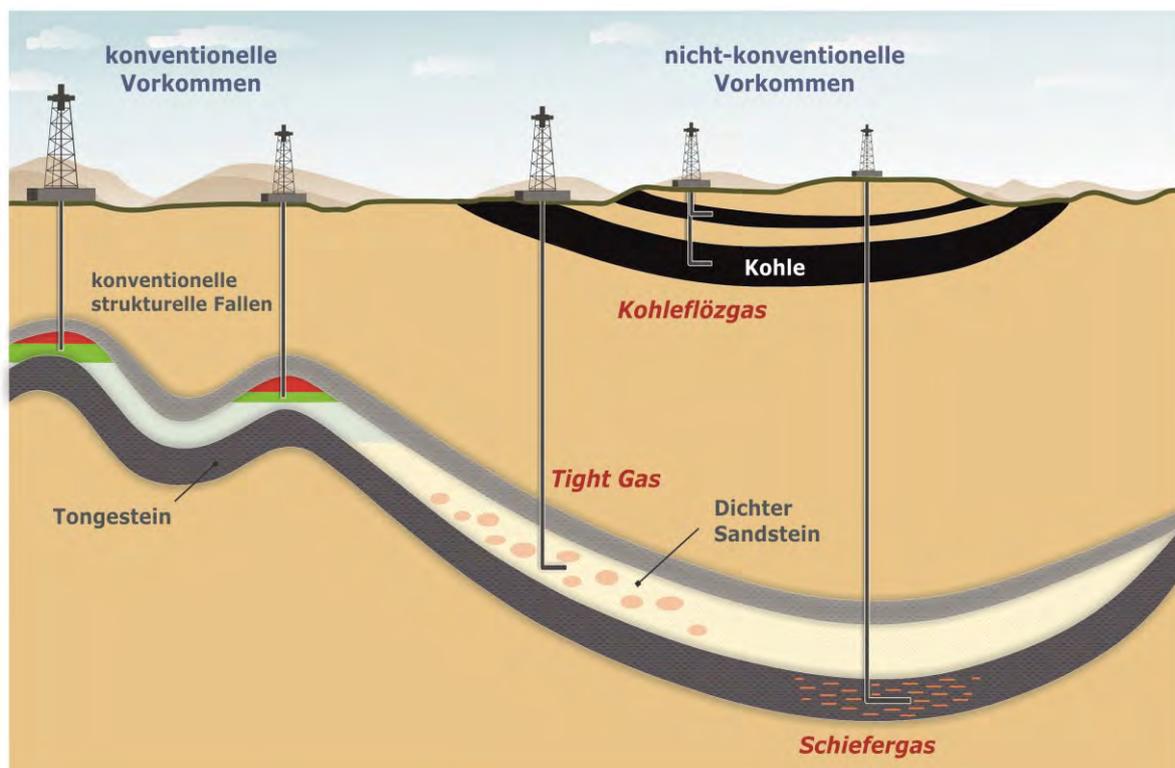


Abb. 2: Schematische geologische Übersicht konventioneller und nicht-konventioneller Erdgas-Vorkommen. (Quelle BGR)

4. Vorkommen und Potenziale von Schiefergas in Deutschland

Die erste vorläufige Abschätzung zum Schiefergaspotenzial in Deutschland beruht auf der Bewertung dreier Tongesteinsformationen: die Tonsteine des Unterkarbons, des jurassischen Posidonienschiefers sowie des Wealden (Unterkreide). Diese Tonsteinformationen stellen Erdölmuttergesteine dar und sind in Deutschland in weiten Bereichen im Untergrund in den großen Sedimentbecken, wie etwa dem Norddeutschen Becken, anzutreffen. Die geologischen Voraussetzungen, die zur Bildung von Erdgas erfüllt sein müssen wie auch technische Rahmenparameter (etwa 20 m Mindestmächtigkeit; Tiefenlage zwischen 1000 und 5000 m), sind jedoch nur in begrenzten Bereichen am Südrand und im östlichen Teil des Nordwestdeutschen Beckens, in Nordostdeutschland sowie im mittleren Oberrheingraben gegeben (Abb. 3).



Abb. 3: Verbreitung von bituminösen Tongesteinen, die grundsätzlich die Voraussetzung für die Bildung von Schiefergas aufweisen können (graue Fläche). Die Flächen zeichnen im Wesentlichen die bekannten Kohlenwasserstoff-Provinzen in den großen Sedimentbecken nach. Rot-schraffierte Flächen entsprechen den Regionen, die nach Anwendung weiterer Screening-Kriterien für die Potenzialabschätzung herangezogen wurden. (Quelle BGR)

Für die Abschätzung wurde eine probabilistische Monte-Carlo-Simulation angewandt, um die Unsicherheiten und Varianz der Eingangsparameter berücksichtigen und somit die Spannbreite der Resultate ermitteln zu können. Demnach beläuft sich das Potenzial an technisch förderbaren Schiefergas auf insgesamt zwischen 0,7 Billionen (Bill.) m³ bis und 2,2 Bill. m³, im Mittel (Median) auf 1,3 Bill. m³. Die erhebliche Spannbreite der Ergebnisse erklärt sich aus der zur Zeit noch begrenzten Datenbasis, da zum Teil die bewerteten Formationen in den betrachteten Regionen bislang nicht im Fokus detaillierterer Untersuchungen standen. Die Größenordnung von im Mittel 1,3 Bill. m³ technisch förderbaren Schiefergas zeigt jedoch ein bedeutendes Ressourcenpotenzial auf. Dies entspricht etwa dem Zehnfachen der Erdgasressourcen in heimischen konventionellen Lagerstätten von rund 0,15 Bill. m³.

Inzwischen liegen für zahlreiche Länder Angaben zu den dortigen Schiefergasressourcen vor. Die Angaben sind allerdings mit erheblichen Unsicherheiten behaftet, so dass Korrekturen bei Neubewertungen zu erwarten sind. Obwohl darüber hinaus die Angaben auch auf unterschiedlichen Berechnungsgrundlagen fußen und damit eine Vergleichbarkeit erschweren, zeichnet sich mittlerweile ein grobes Bild der weltweiten Schiefergasressourcen ab. Vorbehaltlich der noch lückenhaften Datenlage weist die BGR derzeit 205 Bill. m³ weltweiter Schiefergasressourcen aus. Argentinien, China und Algerien haben mit jeweils über 20 Bill. m³ dem einstigen Vorreiter USA mit rund 15 Bill. m³ den Rang abgelaufen. Deutschland nimmt eine Position im unteren Mittelfeld ein.

Diese Zahlen zeigen, dass die deutschen Schiefergasressourcen im weltweiten Vergleich keine bedeutende Rolle spielen. Es ist nicht zu erwarten, dass sich Schiefergas in Deutschland zu einem „Game-Changer“ wie in den USA entwickelt. Vielmehr könnten die zusätzlichen heimischen Ressourcen den Förderrückgang konventionellen Erdgases in Deutschland abfedern und so zur Energieversorgungssicherheit beitragen.

5. Die Technologie der Hydraulischen Bohrlochbehandlung („Fracking“)

Der Begriff „hydraulische Bohrlochbehandlung“ zeigt bereits, dass es sich bei dieser Maßnahme nicht um ein Bohrverfahren handelt, sondern um eine Behandlung eines Bohrloches, das zuvor nach den Regeln der Technik und unter Aufsicht der Bergverwaltung des zuständigen Bundeslandes abgeteuft wurde.

Um ein Bohrloch herzustellen, wird zunächst ein Standrohr in den Boden gedrückt oder gespült. Je nach örtlicher Gegebenheit können dabei 60m oder mehr erreicht werden. Das Standrohr hat die Aufgabe, die oberflächennahen grundwasserführenden Schichten zu schützen. Ist das Standrohr gesetzt, wird das Sediment mit einem Bohrstrang, an dessen unterem Ende ein Bohrmeißel angeschraubt ist, herausgebohrt. Die Bohrung wird vertieft, bis eine feste Gesteinsschicht in einigen hundert Metern Tiefe erreicht ist. Beim Bohrvorgang zerstört der Bohrmeißel das Gestein auf der Bohrlochsohle zu kleinen Gesteinsbruchstücken. Diese werden mit der Spülung, die im Bohrstrang nach unten gepumpt wird und im Ringraum zwischen der Außenseite des Bohrstranges und der Bohrlochwand aufsteigt und am Bohrlochkopf austritt, ausgetragen und am Schüttelsieb abgetrennt. Die Gesteinsbruchstücke geben dem Geologen Auskunft über die Schichten, die gerade durchteuft werden. Ist eine zuvor festgelegte Tiefe in einer massiven Gesteinsschicht in einigen hundert bis eintausend Metern erreicht, wird der Meißel gezogen und es werden Rohre in einem etwas kleineren Durchmesser als das Bohrloch eingebaut. Von übertage wird anschließend der Ringraum zwischen der Außenseite der Rohre und der Bohrlochwand mit Zement verfüllt. Wenn dieser abgebunden hat, ist das Bohrloch mit einer Rohrtour gesichert, die über die Zementation fest mit dem Gestein – dem „Gebirge“ – verbunden ist. Mit einem etwas kleineren Durchmesser wird wieder einige hundert bis eintausend Meter weitergebohrt, die nächste Rohrtour wird

eingebaut und ebenso zementiert wie die erste. Am Bohrlochkopf sind dann von außen nach innen Stahl/Zement/Stahl/Zement/Stahl anzutreffen, je nach Dimension der Materialien 20 bis 30 cm. Tiefe Bohrungen können noch weitere Rohrtouren aufweisen, die allerdings nicht immer bis zu Tage zementiert werden.

Bei Fertigstellung der Bohrung ist in jedem Fall das Bohrloch mit mehreren zementierten Rohrtouren gesichert und es besteht keinerlei Verbindung zwischen dem Gestein außerhalb des Bohrlochs und dem Inneren des Lochs. Es kann bei ordnungsgemäßer Ausführung nichts in das Bohrloch eintreten und nichts aus dem Bohrloch in grundwasserführende Schichten übertreten. Erst wenn dieser Sachverhalt der Integrität des Bohrlochs durch geophysikalische Messungen nachgewiesen und der Bergbehörde glaubhaft gemacht ist, dürfen weitere Operationen im Bohrloch durchgeführt werden.

Als erstes muss wieder eine Verbindung zwischen dem „Gebirge“, also den Schichten außerhalb der Verrohrung, und dem Bohrlochinneren hergestellt werden. Dazu wird an einem Kabel eine Perforationssonde in das Bohrloch eingefahren. Über ein mitlaufendes Gerät, das die natürliche Gamma-Strahlung des Gesteins misst, kann die Perforationssonde zentimetergenau dort platziert werden, wo das Bohrloch geöffnet werden soll. Je nachdem, wie viele Perforationselemente zu einer Sonde zusammengesetzt werden, kann bei einer einzelnen Maßnahme eine Strecke von 20 m perforiert werden. Auf der Sonde sind pro Meter bis zu 30 Sprengladungen angebracht, die jeweils einige Zehner Gramm (häufig 30g) Sprengstoff enthalten. Beim Abschießen der Ladungen werden das Rohr, der Zement und das Gestein durchschlagen und die gewünschte Verbindung zwischen Gebirge und Bohrung hergestellt. Die Perforation wird häufig unmittelbar nach Abteufen der Bohrung vorgenommen, wenn die Bohranlage noch auf der Lokation ist. Für die hydraulischen Stimulation ist eine Bohranlage nicht mehr erforderlich, dafür reichen kleinere Anlagen oder ein Kran.

Über den perforierten Bohrlochabschnitt kann das Fluid, das sich in den Gesteinsporen befindet, in das Bohrloch strömen. Gaslagerstätten in Norddeutschland in 5.000 m Tiefe stehen unter einem Druck von etwa 600 bar. Bei guter Durchlässigkeit des Gesteins strömt das Gas in hoher Rate, die mehrere zehntausend Kubikmeter pro Stunde betragen kann, in das Loch. Ist die Rate jedoch aufgrund geringer Gesteinsdurchlässigkeit gering, wird eine hydraulische Behandlung erforderlich. Dabei handelt es sich um dasselbe Verfahren, das für Schiefergas, Flözgas oder auch in der Geothermie zur Steigerung der Wasserförderung angewandt wird.

Für die hydraulische Behandlung wird eine Fluid auf Wasserbasis eingesetzt. Dem Wasser werden verschiedene Stoffe zugemischt, um ihm bestimmte Eigenschaften zu verleihen. Um zu vermeiden, dass Bakterien in die tiefen Gesteinsschichten eingetragen werden, wird das Wasser meistens mit Bakteriziden behandelt. Unterbleibt dieses, können sich aus wenigen Bakterien riesige Kolonien entwickeln, wenn das Wasser bei der Erwärmung unter Tage das Temperaturoptimum durchläuft, bei dem die Bakterien sich exponentiell vermehren. Derartige Biofilme in der tiefen Umgebung des Bohrlochs setzen die Gesteinsdurchlässigkeit herab und sind nicht wieder aufzulösen. Künstlich induzierte Risse haben die Tendenz, sich bei Druckentlastung, die bei der Erdgasförderung unweigerlich eintritt, wieder zu schließen. Um sie offen zu halten, wird mit dem Frac-Fluid ein Stützmittel aus Sand (SiO_2) oder Keramik-Kügelchen eingebracht. Um diese Feststoffe mit dem Fluid in die Tiefe zu transportieren, muss die Zähigkeit des Wasser erhöht werden. Dafür werden geeignete Mittel wie z.B. Stärke oder Kleister benutzt, zusätzlich können Tenside, Lösungsmittel, Sauerstoffzehrer, pH-Stabilisatoren und andere Zusätze erforderlich sein. Das fertig angemischte Frac-Fluid ist nach Chemikalienrecht nicht kennzeichnungspflichtig und nur schwach wassergefährdend (Wassergefährdungsklasse 1).

Neue Entwicklungen der Service-Industrie werden z.Zt. vorangetrieben, um die Anzahl der einzusetzenden Stoffe und die Gefährdungsklasse weiter zu reduzieren. Dabei ist – wie auch bereits jetzt – das oberste Ziel, bei Anwendung der Frac-Technologie eine Verunreinigung des Grundwassers und insbesondere der für die Trinkwasserversorgung genutzten Grundwasserleiter mit größtmöglicher Sicherheit auszuschließen.

Im Juni 2013 haben die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), das Geoforschungs-Zentrum Potsdam(GFZ) und das Helmholtz Zentrum für Umweltforschung (UFZ) gemeinsam einen Kongress veranstaltet und mit der sogenannten „Hannover-Erklärung“ ihre gemeinsamen Standpunkte zum Thema „Umweltverträgliches Fracking“ veröffentlicht.

Mit der Hannover-Erklärung ziehen die drei Institutionen ihre Schlussfolgerungen zu dem Kongress „Umweltverträgliches Fracking“, auf dem sich mehr als 200 Experten aus Politik, Wirtschaft und Wissenschaft über die Themen Schiefergas und Hydraulic Fracturing austauschten.

Im Wesentlichen haben die BGR, das GFZ und das UFZ folgende Ergebnisse abgeleitet:

1. Die Gewinnung von Schiefergas kann zur Stabilisierung der abnehmenden einheimischen Erdgasförderung beitragen.
2. Die Anwendung der Fracking-Technologie zur Schiefergasgewinnung in Deutschland erfordert umweltverträgliche Verfahren. Dabei hat der Schutz des Trinkwassers oberste Priorität.
3. Ob Fracking umweltverträglich durchgeführt werden kann, ist entsprechend der geologischen Standortbedingungen fallweise zu prüfen und durch geeignete Monitoring-Maßnahmen zu begleiten. Hierzu muss jeweils eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchgeführt werden.
4. Der Einsatz und die Entwicklung der Technologie zur Schiefergasgewinnung in Deutschland erfordern ein transparentes und schrittweises Vorgehen.

Die „Hannover-Erklärung“, sowie die von den Kongressteilnehmern zum Abschlussdokument abgegebenen Kommentare stehen zum Download auf der BGR-Homepage zur Verfügung (Hannover Erklärung 2013).

6. Ausblick

Erdgas bleibt voraussichtlich auch in Zukunft ein wichtiger Baustein im deutschen Energiemix. Die heimischen nicht-konventionellen Erdgasressourcen könnten dabei einen zusätzlichen Beitrag zur Sicherstellung der Energieversorgung leisten. Ob es aber zu einer Schiefergasförderung kommt und wenn ja, in welchem Umfang eine solche stattfinden wird, ist zurzeit nicht absehbar. Voraussetzung ist zum einen, dass die Erkundung nicht-konventioneller Vorkommen und die Erprobung einer möglichen Gewinnung fortgeführt werden kann. Zum anderen müssen die Besorgnisse der Gesellschaft bei der Erschließung und Förderung von Schiefergasvorkommen aufgegriffen werden und offene Fragen von den Geowissenschaften beantwortet werden. So könnte ein Beitrag für eine größere Akzeptanz für die Nutzung dieser Ressource in unserer Gesellschaft geleistet werden.

Weiterführende Literatur

- BGR 2012: Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland. – 57 S.; Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe Hannover: http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/BGR_Schiefergaspotenzial_in_Deutschland_2012.pdf?__blob=publicationFile&v=7 [Stand: 10.12.2013]
- BGR 2013a: Energiestudie 2013 – Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. 110 S., Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe Hannover: http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie_2013.pdf?__blob=publicationFile&v=3 [Stand: 10.12.2013]
- BGR 2013b: Deutschland – Rohstoffsituation 2012, 155 S., Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe Hannover: http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Min_rohstoffe/Downloads/Rohsit-2012.pdf?__blob=publicationFile&v=7 [Stand: 10.12.2013]
- Hannover Erklärung (2013): <http://www.bgr.bund.de/umweltvertraegliches-fracking>
- LBEG 2013: Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2013, 63 S., Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Hannover; Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2013

Dr. Michael Kosinowski, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Abtlg. Grundwasser und Boden, Stilleweg 2, D-30665 Hannover

Gashydrate: Perspektiven und Risiken für Energiegewinnung und CO₂-Speicherung

Judith Maria Schicks und Erik Spangenberg, Helmholtz Zentrum Potsdam, Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ

Abstract

Mit dem Begriff Gashydrate werden allgemein eisähnliche Verbindungen bezeichnet, die zur Gruppe der Clathrate, also den Einschlussverbindungen gehören. Gashydrate sind weltweit verbreitet. Sie sind an allen aktiven und passiven Kontinentelhängen, aber auch in tiefen Seen oder in Permafrostgebieten zu finden - also überall dort, wo erhöhter Druck und niedrige Temperaturen vorherrschen. Die in ihnen gebundenen Kohlenwasserstoffe – zumeist Methan – stellen eine potenzielle Energiereserve dar. Jedoch gestaltet sich die Gewinnung des Methans aus natürlichen Gashydraten schwierig und stellt Forschung und Technik vor große Herausforderungen. Kanada, die USA und Japan haben in den vergangenen Jahren bereits einige Feldversuche zur Gewinnung von Erdgas aus hydratführenden Sedimenten am Meeresboden und im Permafrost durchgeführt. Dabei war neben der Förderung von Methan auch die gleichzeitige Speicherung von Kohlendioxid von Interesse. Die hier vorliegende Arbeit gibt einen Überblick über den aktuellen Stand der Forschung und technischen Entwicklungen und diskutiert die Chancen und Risiken der Nutzung natürlicher Hydratvorkommen als Energiereserve.



Fig. 1: Brennendes Methan, freigesetzt aus Methanhydrat

1. Einleitung

Als Gashydrate werden im Allgemeinen eisähnliche Feststoffe bezeichnet, die aus Wasser- und Gasmolekülen aufgebaut sind, wobei die Wassermoleküle Käfigstrukturen über Wasserstoffbrückenbindungen ausbilden, die sich zu einem dreidimensionalen Netzwerk verbinden. Zwischen den Wassermolekülen, die folglich die Käfigwände bilden, herrschen anziehende Wechselwirkungen, welche in einer in die Käfigmitte gerichteten Kraft resultieren. In diese Käfigstrukturen werden Gasmoleküle eingeschlossen (siehe auch Abbildung 2), welche ihrerseits eine stabilisierende Wirkung auf die Käfige ausüben, indem sie verhindern, dass diese aufgrund der Wechselwirkungen der gegenüberliegenden Wassermoleküle kollabieren. Gashydrate zählen somit zu den Einschlussverbindungen [1,2].

Als eingeschlossene Gasmoleküle kommen vorwiegend unpolare Verbindungen wie leichtere Kohlenwasserstoffe in Frage. In der Natur ist es überwiegend Methan, welches in Gashydrate eingebunden wird. Aber auch Kohlendioxid und höhere Kohlenwasserstoffe wie Ethan, Propan und sogar Hexan konnten in natürlichen Gashydratproben als lineare Moleküle oder als verzweigte Isomere nachgewiesen werden [3]. Je nach Zusammensetzung der Hydrate kann man zwischen einfachen Hydraten, die nur eine Sorte Gas enthalten und Mischhydraten unterscheiden, bei denen die Käfigstrukturen mit verschiedenen Gasarten befüllt sind [4].

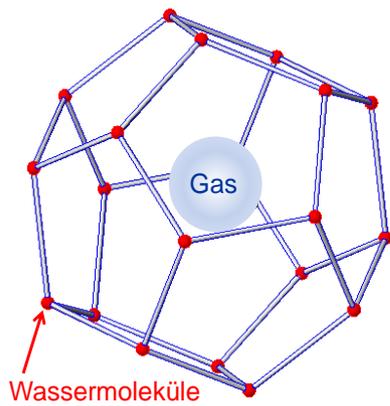


Fig. 2: Wassermoleküle (rot) bilden über Wasserstoffbrückenbindungen Käfigstrukturen aus (hier z.B. ein pentagonales Dodekaeder), die durch eingeschlossene Gasmoleküle (hellblau) stabilisiert werden.

Generell sind für die Bildung von Gashydraten erhöhte Drücke und niedrige Temperaturen notwendig. Welche Druck- und Temperaturbedingungen nötig sind und wie groß somit der Stabilitätsbereich der resultierenden Hydratphase ausfällt, hängt entscheidend von der Zusammensetzung der eingeschlossenen Gase ab. Dies

wird in Abbildung 3 verdeutlicht. Dort sind der Stabilitätsbereich eines einfachen Methanhydrats und die Stabilitätsbereiche verschiedener Mischhydrate dargestellt, welche neben Methan auch Kohlendioxid, Schwefelwasserstoff oder Ethan und Propan enthalten. Die schwarze Kurve begrenzt den Stabilitätsbereich des reinen Methanhydrats, während die blaue, gelbe und rote Kurve die jeweilige Stabilitätsgrenze des entsprechenden Mischhydrats anzeigt. Die Stabilitätsgrenzen der Mischhydrate sind im Vergleich zur Stabilitätsgrenze des reinen Methanhydrats alle zu niedrigeren Drücken bzw. höheren Temperaturen verschoben. Sie sind in Bezug auf Druck- und Temperaturbedingungen also stabiler als das einfache Methanhydrat.

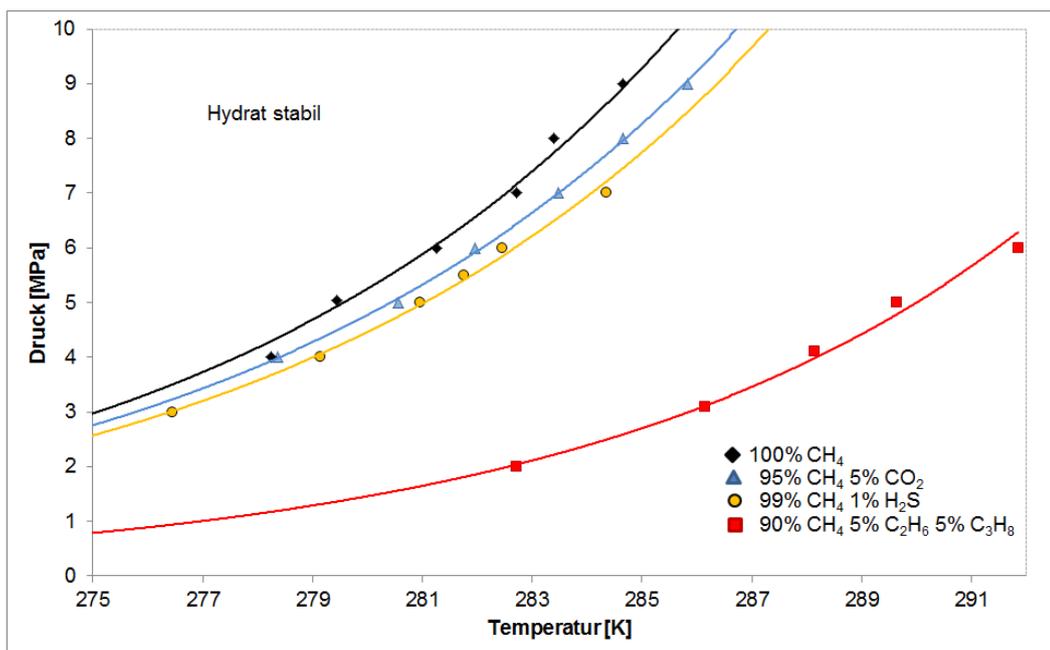


Fig. 3: Stabilitätsgrenzen von Methanhydrat (schwarz) und verschiedenen Mischhydraten. Bei p - T -Bedingungen oberhalb der eingezeichneten Druck-Temperatur-Kurven ist das Hydrat stabil, unterhalb zerfällt es in Wasser und Gas. Die prozentualen Angaben beziehen sich auf die Zusammensetzung der Gasphase (in mol%).

2. Natürliche Gashydrate – Vorkommen und Nachweis

Bis zu Beginn des 20. Jahrhunderts galten Gashydrate als Laborkuriosität. Das änderte sich 1934, als Hammerschmidt entdeckte, dass es sich bei den eisähnlichen Feststoffen, die zu Verstopfungen in Erdgasleitungen führten, ebenfalls um Gashydrate handelte [5]. Mit dieser

Beobachtung begann in den Folgejahren eine Neuorientierung im Bereich der Hydratforschung, die darauf abzielte, die Stabilitätsbereiche von Hydraten abzuschätzen. Basierend auf diesen Erkenntnissen sollten Methoden zur Unterbindung der Hydratbildung in Pipelines entwickelt werden.

In den 1960-iger Jahren erkannte Makogon bei einer Exkursion nach Zentral-Jakutien, dass sich Gashydrate bei gegebenen Druck- und Temperaturbedingungen, wie sie beispielsweise in Permafrostbereichen vorherrschen, auch in der Natur bilden können [6,7]. 1972 wurde erstmalig ein hydrathaltiger Kern aus einer Bohrung in der Prudhoe Bay in Alaska geborgen und somit die Existenz von Gashydraten in der Natur direkt nachgewiesen [8]. Bis zum heutigen Tag wird versucht, die natürlichen Hydratvorkommen zu lokalisieren und zu quantifizieren.

Wie bereits in der Einleitung erwähnt, sind für die Bildung von Gashydraten erhöhte Drücke und niedrige Temperaturen notwendig. Es müssen aber auch ausreichende Mengen an Wasser und Gas vorhanden sein. Die notwendigen Druck- und Temperaturbedingungen sind in der Natur zum Beispiel in Permafrostgebieten oder am Meeresboden gegeben. Durch den mikrobiellen Abbau organischen Materials in Sedimenten der Ozeanböden oder durch die mikrobielle Kohlendioxid-Reduktion entsteht z.B. Methangas, welches in natürlichen Gashydraten immer vorkommt [9]. Bei mikrobiellen Prozessen, wie der Sulfatreduktion bei der anaeroben Oxidation von Methan, wird im Meeresboden lokal Schwefelwasserstoff gebildet [10], welcher ebenfalls ein guter Hydratbildner ist und daher auch bei geringen Konzentrationen bevorzugt in die Hydratkäfige eingebaut wird [11]. Thermogene Umwandlungsprozesse in tieferen Sedimentschichten, die häufig mit Erdöllagerstätten gekoppelt sind, sind eine weitere mögliche Kohlenwasserstoffquelle. In diesen Fällen können in den natürlichen Gashydraten auch höhere Kohlenwasserstoffe nachgewiesen werden. Solche Mischhydrate, die neben Methan auch höhere Kohlenwasserstoffe enthalten, sind – wie Fig. 2 zeigt – in einem deutlich weiteren Bereich stabil als reine Methanhydrate.

Diese veränderten Stabilitätsbedingungen eines Mischhydrats erschweren einerseits die Destabilisierung dieser Verbindungen und damit die Gewinnung des eingeschlossenen Gases im Vergleich zum reinen Methanhydrat, da mehr Energie aufgewendet werden muss, um das Hydrat zu zersetzen. Die Enthalpie für die Zersetzung von Methanhydrat in Wasser und Gas ist deutlich niedriger als die Zersetzungsenthalpie eines Mischhydrats, welches neben Methan auch Ethan und Propan enthält ($\Delta H = +51,6$ kJ/mol für Methanhydrat versus $\Delta H = +74,4$ kJ/mol) [12]. Andererseits kann aufgrund der höheren Stabilität die Mächtigkeit einer hydratführenden Sedimentschicht in Anwesenheit von Mischhydraten deutlich höher ausfallen im Vergleich zu einer Sedimentschicht, die einfache Methanhydrate enthält. Das wird in Fig. 4 deutlich, in der Meeresbodensedimente in einer Wassertiefe ab 570 m dargestellt werden. Unter den angenommenen Temperaturbedingungen (Wassertemperatur in 570 m Tiefe etwa 6°C, Temperaturzunahme im Sediment entspricht dem eingezeichneten Temperaturverlauf) wäre eine mögliche hydratführende Sedimentschicht mit reinem Methanhydrat nur 80 m dick. Ein Mischhydrat wäre aber auch noch bei den Druck- und Temperaturbedingungen in 1050 m Tiefe stabil. Die Mächtigkeit einer solchen mischhydratführenden Sedimentschicht könnte dann 480 m betragen, sofern ausreichend Gas vorhanden ist, um Hydrate zu bilden.

An den Kontinentalrändern steht durch hohe Planktonproduktion und entsprechende Sedimentationsraten reichlich organisches Material zur Verfügung. Deshalb können dort in den Sedimenten besonders große Mengen Methan entstehen. Gashydrate sind daher weltweit an allen aktiven und passiven Kontinentalrändern zu finden. Sie kommen aber auch im Schwarzen Meer, im Kaspischen Meer oder im Baikalsee vor, wo ähnliche Randbedingungen vorliegen [13]. Fig. 5 zeigt die weltweit nachgewiesenen sowie vermuteten Gashydratvorkommen.

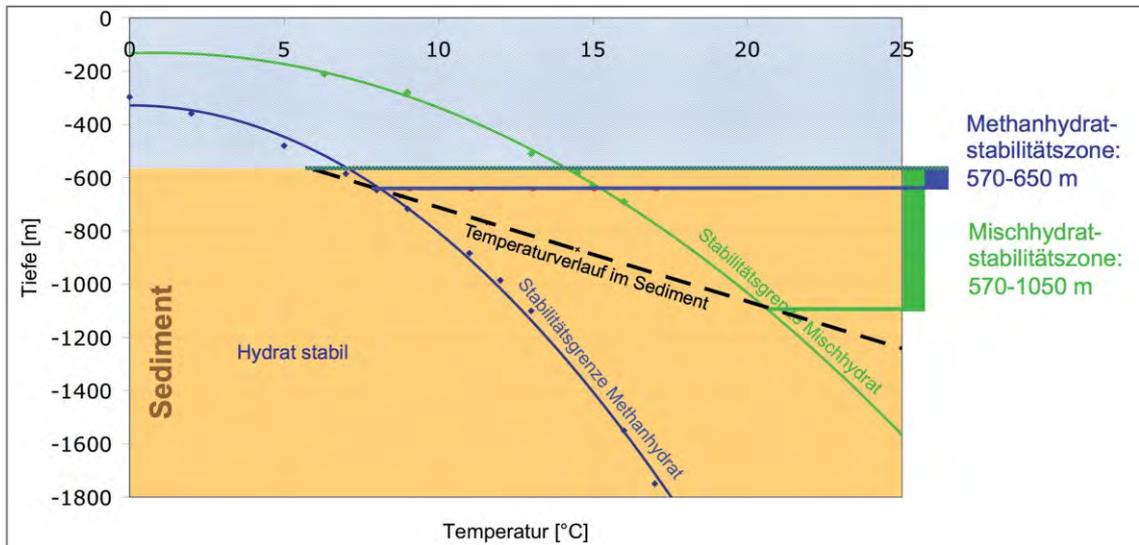


Fig. 4: Gashydratstabilitätszonen in Abhängigkeit von der Zusammensetzung der Hydrate. Die Stabilitätsgrenzen für Mischhydrate, die neben Methan auch Ethan und Propan enthalten (grüne Kurve), liegen bei gegebenem Druck (Tiefe) bei höheren Temperaturen als bei einfachen Methanhydraten (blaue Kurve). Entsprechend ist die Mischhydrat-Stabilitätszone mächtiger als die Methanhydratstabilitätszone.

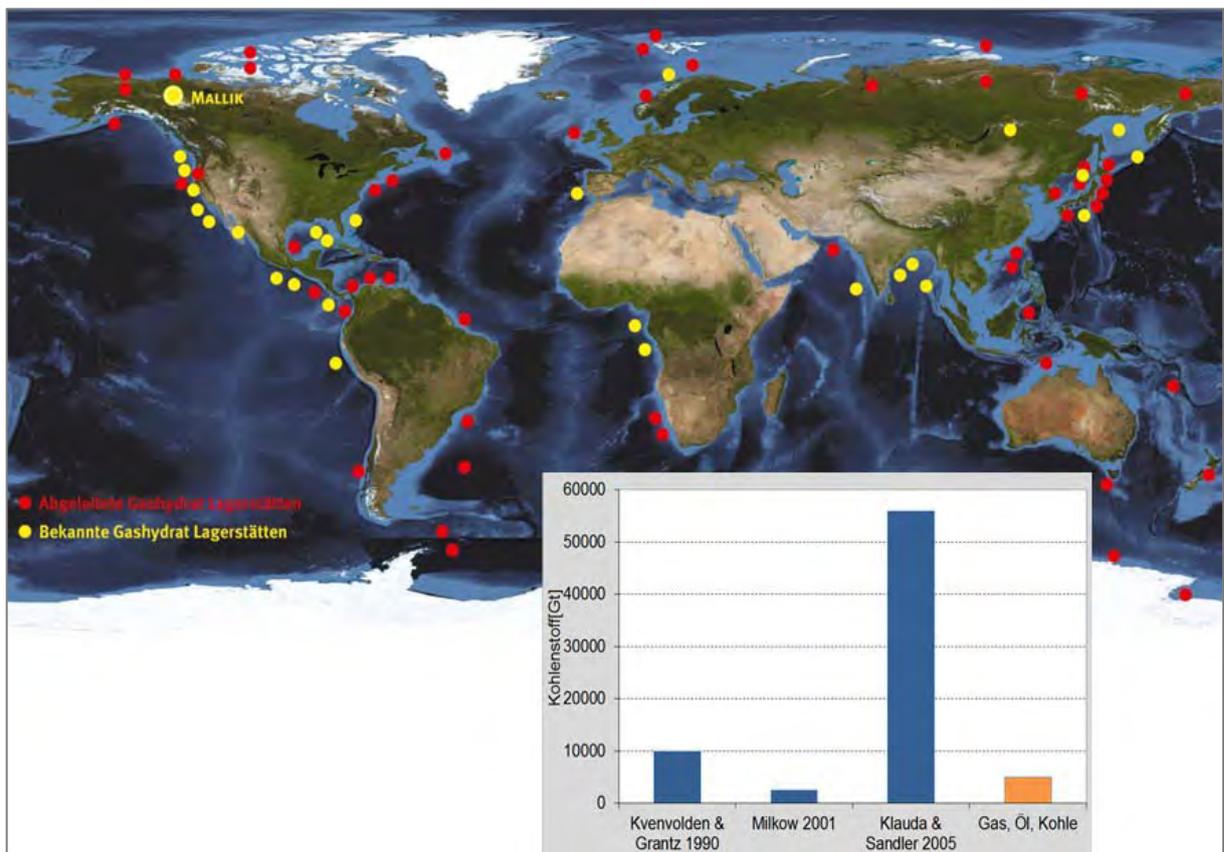


Fig. 5: Weltkarte: Vermutete und nachgewiesene Hydratvorkommen; Grafik: Drei Literaturwerte zum vermuteten Gehalt an hydratgebundenem Kohlenstoff im Vergleich zum Kohlenstoffgehalt bekannter Erdgas-, Erdöl- und Kohlereserven (siehe Text).

Natürliche Gashydrate können beachtliche Mengen Methangas enthalten: bis zu 164 m^3 Methan (Normbedingungen) können in 1 m^3 Hydrat gebunden sein. Diese Tatsache sowie die weltweite Verbreitung der Gashydrate führen dazu, dass enorme Mengen Methan in den natürlichen Vorkommen vermutet werden. Die Mengenabschätzungen schwanken jedoch signifikant, wie die Grafik in Fig. 5 zeigt. Da bisher keine Methode existiert, mit der flächendeckend die Mächtigkeit hydratführender Sedimentschichten und deren Hydratsättigung bestimmt werden kann, beruhen die Abschätzungen des globalen Kohlenstoffgehalts in Hydraten auf sehr unterschiedlichen Annahmen. Milkov hat im Jahr 2004 eine Übersicht bezüglich der abgeschätzten Hydratvorkommen angefertigt und bezieht sich in einer eigenen Studie auf konkrete Gashydratvorkommen im Golf von Mexiko. Diese Werte werden auf Lokationen mit ähnlich günstigen Bedingungen für die Hydratbildung übertragen. Daraus resultiert eine Abschätzung von etwa 2500 Gt hydratgebundenen Kohlenstoff [14]. Kvenvolden und Grantz nahmen in einer älteren Studie - basierend auf seismischen Studien - an, dass auf etwa 75 % der Fläche des Nordpolarmeers Gashydrate in einer Tiefe zwischen 400 bis 2800 m vorkommen. Auf Grundlage dieser Kalkulationen extrapolieren sie das globale Gashydratvorkommen und berechnen ein Volumen von etwa $20 \times 10^{15} \text{ m}^3$ hydratgebundenem Methangas. Dies entspricht etwa 10 000 Gt gebundenem Kohlenstoff [15]. Klaua und Sandler legten ihren Kalkulationen ein thermodynamisches Model zugrunde, aus dem sich die maximal mögliche Mächtigkeit der hydratführenden Sedimentschicht bei gegebenen Druck und Temperaturbedingungen bestimmen lässt. Berücksichtigt werden in dem Model die lokalen Temperaturen, die Salinität des Wassers und der Massentransport des organischen Kohlenstoffs. Basierend auf diesen Annahmen errechnen Klaua und Sandler über 55 000 Gt hydratgebundenen Kohlenstoff [16].

Der direkte Nachweis von Methanhydraten lässt sich nur lokal über Probenahme bzw. bohrtechnische Erschließung führen. Aufgrund der damit verbundenen hohen Kosten wird bei der Suche nach Gashydratvorkommen den indirekten geophysikalischen Verfahren der Vorzug gegeben. Die vielversprechendste Vorgehensweise ist dabei die Suche nach dem sogenannten Boden-simulierenden Reflektor (BSR) in den Aufzeichnungen See-seismischer Messungen (siehe Fig. 6). Im Gegensatz zur Landseismik, wo Sprengungen oder Vibratoren als seismische Quellen eingesetzt werden, werden bei der Seeseismik in erster Linie pneumatische Kolbenpulsersysteme, sogenannte „Airguns“ unter der Wasseroberfläche ausgelöst. Die von diesen Systemen erzeugten Druckimpulse breiten sich dann als elastische Kompressionswellen durch die Wassersäule bis tief hinein in die Meeresbodensedimente aus. Beim Auftreffen auf den Meeresboden und tiefere Schichtgrenzen, die sich durch einen ausreichenden Kontrast im Produkt aus Dichte und Geschwindigkeit, der sogenannten seismischen Impedanz, unterscheiden, kommt es zu Reflexionen. Diese Reflexionen werden von Hydrophonketten, die als „Streamer“ hinter dem Schiff geschleppt werden, aufgezeichnet. Der BSR ist ein markanter Reflektor der nahezu unabhängig vom Verlauf der lithologischen Schichten parallel zum Meeresboden verläuft und den Übergang von einem Medium höherer Geschwindigkeit in eines niedriger Geschwindigkeit charakterisiert. Wie in Fig. 4 gezeigt, nimmt die Temperatur des Meeresbodens in das Sediment hinein mit der Tiefe zu. Die Temperatur am Meeresboden schwankt nur in geringen Grenzen und kann für ein gegebenes Erkundungsgebiet als konstant angenommen werden. Da auch der geothermische Gradient lokal nur geringen Schwankungen unterliegt, wird die Grenze der Methanhydratstabilität lokal in einer nahezu konstanten Tiefe unterhalb des Meeresbodens erreicht. Der BSR stellt damit in erster Linie eine thermodynamische Grenzfläche dar (Basis der Gashydrat Stabilitätszone – BGHSZ), an der es bei ausreichend Methanverfügbarkeit zu messbaren Änderungen der seismischen Eigenschaften kommen kann. Oberhalb der BGHSZ kommt es zur Bildung von Hydrat im Porenraum der Sedimente, das bei höheren Konzentrationen das Sediment zementiert und verfestigt. Dieser Prozess führt zu einer Zunahme der sogenannten seismischen Sedimentgeschwindigkeit, also der Ausbreitungs-

geschwindigkeit der Wellen in diesem Sediment. Je höher die Konzentration an Gashydrat im Porenraum ist, desto höher ist auch die seismische Geschwindigkeit. In sandigen Sedimentschichten wurden bereits des Öfteren Konzentrationen von Methanhydrat nachgewiesen, die bis zu 90% des Porenraums füllten (z.B. Mallik Mackenzie-Delta, Kanada). Auf der anderen Seite stellt das Porennetzwerk den Transportweg für fluide Phasen dar. Werden die Poren durch Methanhydrat verschlossen, sinkt die Durchlässigkeit der Sedimente oberhalb der BGHSZ. Bei einer entsprechenden Methanproduktionsrate in den darunterliegenden Sedimenten kann die Methankonzentration die Löslichkeitsgrenze überschreiten, so dass sich freies Gas unterhalb der BGHSZ akkumulieren würde. Mit zunehmender Gassättigung des Porenraums nimmt die Geschwindigkeit seismischer Wellen im Sediment ab. Die Kombination von hohen Geschwindigkeiten aufgrund hoher Gashydratkonzentrationen oberhalb der BGHSZ und niedriger Geschwindigkeiten aufgrund hoher Konzentrationen an freiem Gas unterhalb der BGHSZ führt zu einem starken Geschwindigkeitskontrast und im Allgemeinen zu einer deutlichen Reflexion seismischer Wellen an dieser Grenzfläche, die dann als BSR in den seismischen Registrierungen sichtbar ist. Das Fehlen eines BSR heißt aber nicht zwangsläufig, dass es kein Gashydrat in der GHSZ gibt. Wird das Methan nicht in den Sedimenten unterhalb der GHSZ gebildet, sondern liegen die Quellen für das Methan in größeren Tiefen unterhalb der GHSZ, dann muss es nicht zu einer Akkumulation von freiem Gas unterhalb der BGHSZ kommen. Es kann dann sein, dass der Geschwindigkeitskontrast nicht ausreicht, deutliche Reflexionen und somit einen BSR zu erzeugen, obwohl Gashydrat in der GHSZ vorhanden ist.

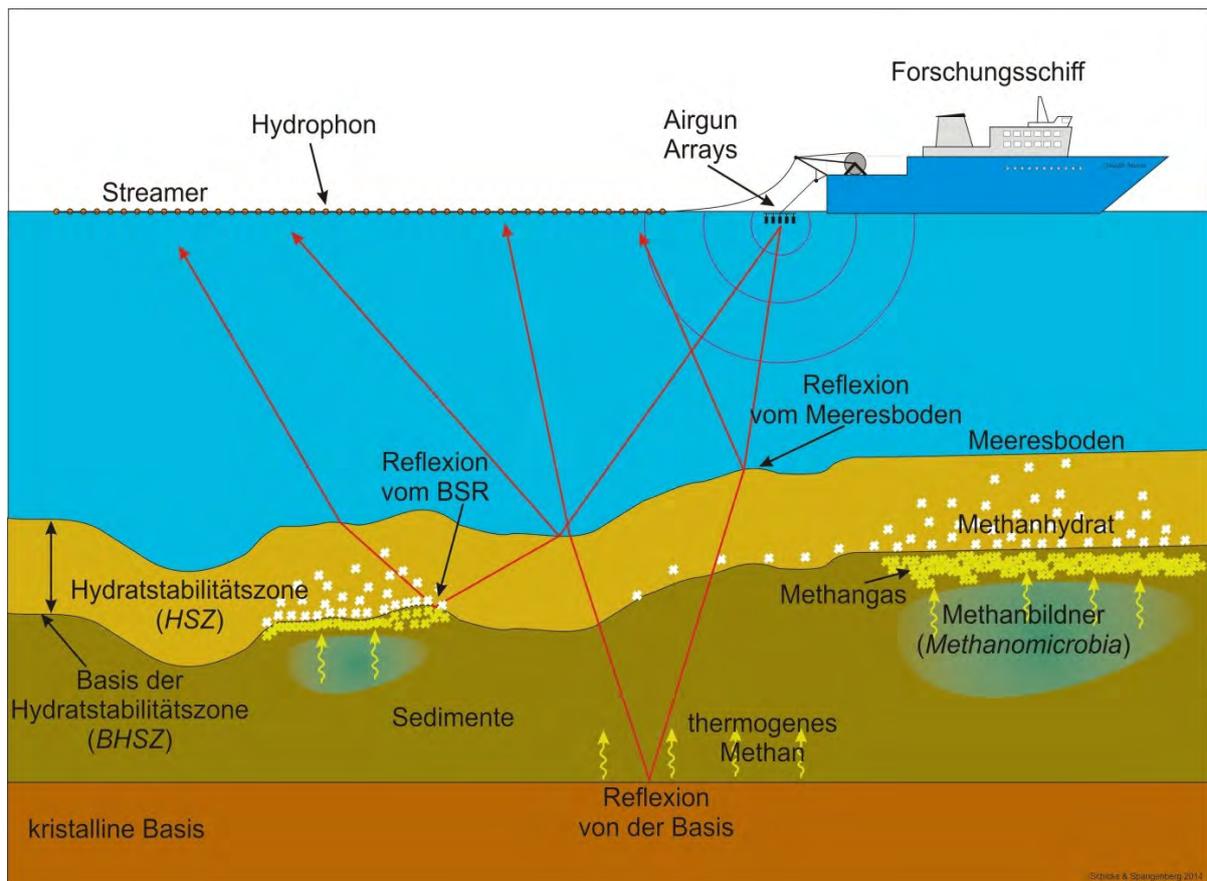


Fig. 6: Schematische Darstellung der Suche von Methanhydratvorkommen mit reflexionsseismischen Messungen. Die Suche nach dem BSR (Boden-simulierender Reflektor) an der Grenzfläche zwischen Hydrat-führenden und Gas-führenden Sedimenten stellt einen indirekten Nachweis der Hydrate dar (Erläuterung siehe Text).

Auf dem Weg durch die GHSZ verliert Wasser durch Hydratbildung stetig einen Teil der Methanfracht, so dass es zur Ausbildung eines Konzentrationsgradienten an Porenraumhydrat kommt. Eine allmähliche Abnahme der Hydratkonzentration führt zu einer allmählichen Abnahme der Sedimentgeschwindigkeit und nicht zu einem starken Geschwindigkeitskontrast, der für die Ausbildung einer Reflexion erforderlich wäre. Eine Aussage über die Obergrenze eines Hydratvorkommens und dessen Hydratgehaltes ist damit aus See-seismischen Messungen allein im Allgemeinen nicht möglich. Für eine vollständige Reservoircharakterisierung sind weitere Messverfahren und vor allen Dingen Bohrungen mit Probenahme erforderlich.

3. Methoden zur Förderung von Methan aus natürlichen Hydratlagerstätten

Die enormen Mengen an gebundenen Methan, die in den weltweiten, natürlichen Hydratvorkommen vermutet werden, lassen Gashydrate auch als zukünftige Energieressource immer interessanter erscheinen. Da das Hydrat teilweise jedoch sehr feinverteilt in den Porenräumen des Sediments vorliegt, gestaltet sich die Gewinnung des Methangases aus den Gashydraten schwierig. Ein „bergmännischer“ Abbau ist nicht empfehlenswert, da die Gashydrate bei dieser Vorgehensweise zu lange aus dem Stabilitätsfeld gebracht würden und bei der sofort einsetzenden Zersetzung das begehrte Methangas unkontrolliert freigesetzt würde. Dagegen scheint es erstrebenswert, nur das Methangas, nicht aber das Wasser oder das Sediment zu fördern. Dazu muss das Hydrat im Sediment zersetzt und das freigesetzte Methangas kontrolliert gefördert werden. Damit sich das Hydrat zersetzt, muss das Gleichgewicht zwischen Hydrat und Umgebung gestört werden. Dazu können z. B. Druck und/oder Temperatur der Umgebung so verändert werden, dass die Stabilitätsbedingungen nicht mehr erfüllt werden. Dies wird durch thermische Stimulation oder Druckabsenkung erreicht (siehe auch Fig. 7).

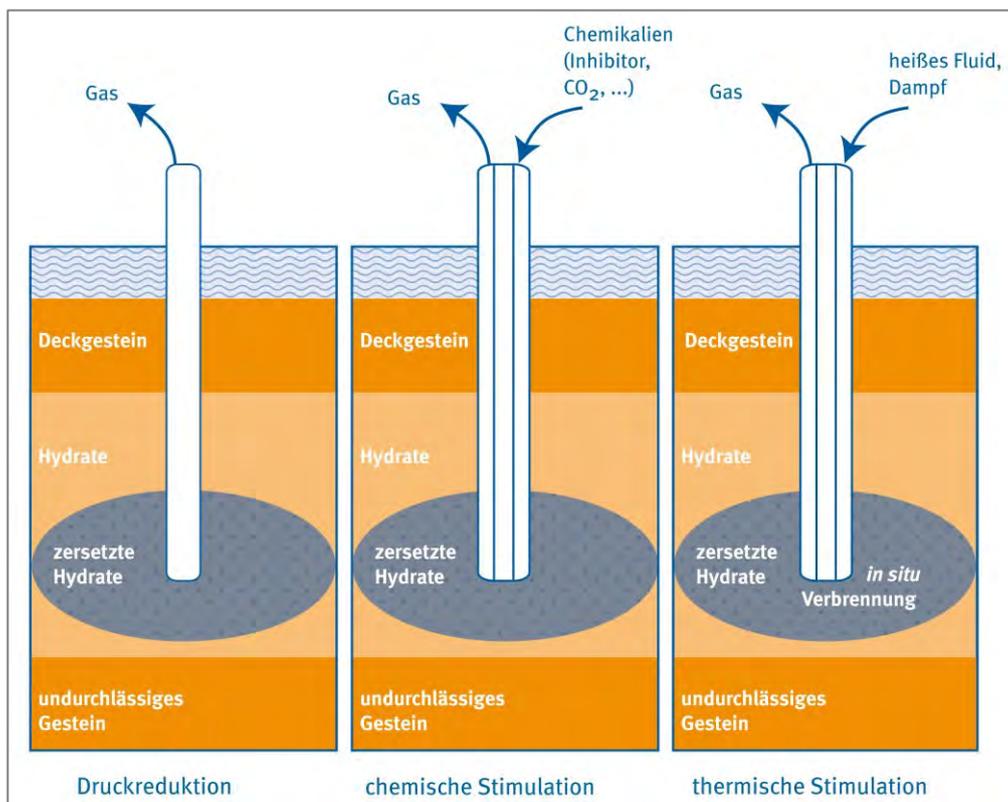


Fig. 7: Prinzipielle Methoden zur Methangewinnung aus natürlichen Hydratvorkommen

Erstmals wurde im Winter 2001/2002 in Mallik, Kanada, ein kontrollierter Produktionstest vorgenommen. In Fig. 5 ist die Lage markiert. Hier wurden am nordöstlichen Rand der Northwest Territories drei Bohrungen niedergebracht. Neben der Bohrung 5L-38, in der auch die thermische Stimulation durchgeführt wurde, sind zwei Beobachtungsbohrungen abgeteuft worden. Letztere wurden genutzt, um Veränderungen in der Bohrlochumgebung während der thermischen Stimulation zu detektieren. Bei der erfolgreichen Entnahme von Bohrkernen aus der 5L-38 Bohrung konnten mehrere gashydratführende Sedimentschichten in einem Tiefenintervall von etwa 900 bis 1100 m nachgewiesen werden [17]. Anschließend wurden die ersten Produktionstests mittels thermischer Stimulation durchgeführt. Bei den Tests wurde ein Fluid mit definierter Temperatur in die Bohrung eingebracht, was zur Zersetzung der Gashydrate führte [18]. Innerhalb von 124 Stunden konnten so 470 m³ Methangas gefördert werden [19]. Obwohl bei den Tests gezeigt wurde, dass eine Produktion von Methan aus natürlichen Gashydraten mit diesem Verfahren prinzipiell möglich ist, muss einschränkend erwähnt werden, dass das Verfahren so nicht effizient genug ist. Als alternatives Verfahren könnte die thermische Stimulation mittels in situ Verbrennung von Methan in einem Gegenstromreaktor eine effizientere Methode zur Gewinnung von Methan aus tiefliegenden Hydratschichten sein. Hierbei wird ein Wärmetauscher direkt in die hydratführende Sedimentschicht verbracht. Die bei der katalytischen Verbrennung von Methan freigesetzte Wärme wird somit dort erzeugt, wo sie benötigt wird und direkt für die Zersetzung der umgebenden Hydrate genutzt. Erste Versuche im Technikumsmaßstab verliefen vielversprechend: etwa 15% des geförderten Methans aus dem hydratführenden Sediment mussten katalytisch zu Kohlendioxid und Wasser umgesetzt werden, damit alles Hydrat in der Umgebung zersetzt und das Methan somit freigesetzt wurde [20]. Ein Feldtest zum Nachweis der Tauglichkeit dieses Verfahrens steht allerdings noch aus.

2007 und 2008 wurde im Rahmen einer kanadisch-japanischen Kooperation – ebenfalls in Mallik – die Druckerniedrigung als Produktionsmethode getestet. Nach anfänglichen Schwierigkeiten konnten im Jahr 2008 während einer sechstägigen kontinuierlichen Förderung durch Druckerniedrigung 13.000 m³ Methangas aus dem hydratführenden Sediment gewonnen werden [21]. Japan hat nach diesen vielversprechenden Ergebnissen die Technologien weiterentwickelt und im Frühjahr 2013 in einem ersten Offshore Feldtest im östlichen Nankai Trog vor Japan eingesetzt. Durch eine Druckerniedrigung von 13,5 MPa auf 4,5 MPa wurden die p-T-Bedingungen aus dem Stabilitätsbereich der Methanhydrate gebracht. In diesem Feldtest konnten die bisher höchsten Erdgasförderraten aus hydratführenden Sedimenten mit etwa 20.000 m³ pro Tag erzielt werden. Der Test musste jedoch nach sechs Tagen abgebrochen werden, da zunehmend Sand gefördert wurde [22].

Eine dritte Methode, Gashydrate im Sediment zu zersetzen, ist die chemische Stimulation (Fig. 7). Dabei wird das chemische Gleichgewicht durch die Zugabe von Salz, Inhibitoren wie z. B. Methanol oder auch Kohlendioxid gestört. Kohlendioxid ist ebenfalls ein guter Hydratbildner, sodass die Idee aufkam, das hydratgebundene Methan durch Kohlendioxid zu ersetzen. Die Kombination aus Methanföderung bei gleichzeitiger Kohlendioxideinlagerung hätte den Vorteil, dass die Nutzung des Methans aus natürlichen Gashydraten mehr oder weniger klimaneutral wäre. In den vergangenen Jahren wurden daher in vielen Publikationen die Ergebnisse einer breiten Varianz an Laborexperimenten zum Austausch von hydratgebundenem Methan mit Kohlendioxid präsentiert. Je nach Versuchsbedingungen schwankte der Anteil an umgesetztem Methanhydrat zwischen 15 % innerhalb von 800 h und 85 % in nur 24 h [23,24]. Nur wenige dieser Arbeiten befassten sich mit dem Mechanismus der Austauschreaktion auf molekularer Ebene oder mit einer möglichen Rückreaktion, also dem Austausch von hydratgebundenem Kohlendioxid mit Methan. So kamen Lee et al. zu dem Schluss, dass die Reaktion von Kohlendioxidhydrat

mit Methan einem anderen Mechanismus folgen muss als die Reaktion von Methanhydrat mit Kohlendioxid, da bei der erstgenannten der Austausch langsamer verlief; allerdings konnten sie dies nicht nachweisen oder erklären [25]. Park et al. vermuteten ein direktes Eindringen der externen Moleküle durch einen komplexen Prozess bei dem evtl. auch die mit Methan belegten pentagonalen Dodekaeder unberührt bleiben [24]. In systematischen Studien von Schicks et al. wurde ein einfaches Methanhydrat sowie gemischte Gashydrate, die neben Methan auch Ethan und Propan enthielten, einer Kohlendioxidatmosphäre ausgesetzt. Ebenso wurde ein einfaches Kohlendioxidhydrat und kohlendioxidreiche Mischhydrate einer Methan- oder Kohlenwasserstoffatmosphäre ausgesetzt. Die Änderungen hinsichtlich Zusammensetzung und Struktur der Hydratphase wurden mittels Ramanspektroskopie und Röntgendiffraktometrie nachgewiesen. Ziel der Untersuchung war es, den Mechanismus der Austauschreaktion auf molekularer Ebene zu verstehen sowie die treibende Kraft für diese Reaktion nachzuweisen. Die Ergebnisse ließen im Wesentlichen die folgenden Schlussfolgerungen zu: Die treibende Kraft für die Austauschreaktion ist das stoffliche Ungleichgewicht zwischen der Hydratphase und der Umgebung. Wird die chemische Zusammensetzung der Umgebung der Hydratphase massiv verändert, strebt das System ein neues Gleichgewicht zwischen den Phasen an. Dies geht mit einer Zersetzung der Hydratphase und damit verbundenen Freisetzung der hydratabundenen Gase einher. Zeitgleich bildet sich eine neue Hydratphase, die in ihrer Struktur und Zusammensetzung der neuen chemischen Umgebung entspricht (siehe auch Fig. 8). Diese Reaktion ist reversibel [26]. Die Ergebnisse widerlegen somit die Annahme, dass die treibende Kraft für die Austauschreaktion die höhere Stabilität des einfachen Kohlendioxidhydrats im Vergleich zum einfachen Methanhydrat ist [27,24]. Die Umkehrbarkeit der Reaktion zeigt außerdem, dass Kohlendioxid, welches das Methan aus natürlichen Hydratlagerstätten ersetzt, dort nicht nachhaltig gebunden sein muss, sondern abhängig von den Umgebungsbedingungen auch wieder aus der Hydratphase freigesetzt werden kann.

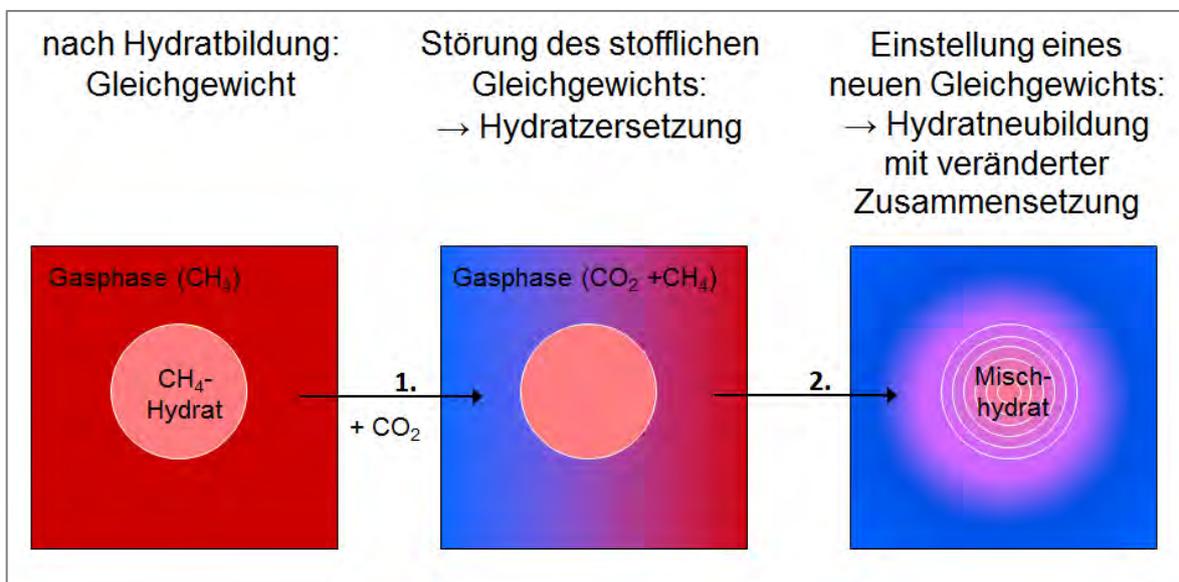


Fig. 8: Hydratzersetzung und -neubildung nach Störung des stofflichen Gleichgewichts zwischen Hydratphase und Umgebung durch Injektion von Kohlendioxid.

Dennoch wurde in 2012 ein Feldversuch in Alaska unternommen, bei dem die Austauschreaktion zur Gewinnung von Methan aus hydratführenden Sedimenten im Feldmaßstab getestet werden sollte. Ein Konsortium aus Unternehmen (ConocoPhillips, Japan Oil und Metals National Corporation) und dem U.S. Department of Energy injizierten

innerhalb von 14 Tagen etwa 6000 m³ (210000 scf) eines Gasgemisches in die hydratführenden Sedimentschichten in der sogenannten Prudhoe Bay Unit der Alaska North Slope. Das Gasgemisch enthielt 77% Stickstoff und 23% Kohlendioxid. Im Gegensatz zum reinen Kohlendioxid kann man bei dem gewählten Stickstoff-Kohlendioxid-Gemisch davon ausgehen, dass sich nicht gleich an der Injektionsstelle Gashydrate mit dem freien Porenwasser bilden, die das Einbringen weiterer Gasmengen blockieren würden. Tatsächlich konnte während der Injektionsphase die Injektionsrate über die Zeit leicht gesteigert werden, ohne dass es irgendwelche Anzeichen gab, die auf eine Verstopfung oder gar das Brechen der Formation hindeuteten. Nach der Injektionsphase wurde die Bohrung für fünf Tage geschlossen und für die Gasproduktion vorbereitet. Anschließend wurde die Bohrung wieder geöffnet. Über anderthalb Tage strömte ein Gasgemisch heraus, bevor mithilfe einer Pumpe neben Gas auch Wasser aus der Formation gefördert wurde. Mit zunehmendem Druckabfall, und somit Annähern an den bzw. Unterschreiten des Gleichgewichtsdrucks von Methanhydrat bei gegebener Temperatur, nahm der Gehalt an Methan in dem geförderten Gasgemisch zu. Insgesamt konnte über einen Zeitraum von etwa 30 Tagen mehr als 28000 m³ eines Gasgemisches gefördert werden, wobei es auch hier – ähnlich wie in Japan - Probleme mit der unerwünschten Produktion von Wasser und Sand gab [28].

4. Chancen und Risiken

Die bisherigen Produktionstests von Erdgas aus hydratführenden Sedimenten im Technikums- und Feldmaßstab haben gezeigt, dass eine Gewinnung von Methan als Energieträger aus natürlichen Hydratvorkommen prinzipiell möglich ist. Welche Methode – thermische Stimulation, Druckerniedrigung oder chemische Stimulation – geeignet ist, hängt dabei sehr stark von den Reservoirbedingungen ab. Generell einsetzbar scheint die thermische Stimulation zu sein, wobei die Wirtschaftlichkeit und Effizienz dieser Methode noch nachgewiesen werden muss. Wesentlich erfolgreicher zeigte sich bisher die Druckerniedrigung. Hier konnten bislang die größten Gasmengen aus hydratführenden Sedimenten gefördert werden. Allerdings liegen sowohl in Mallik (Kanada) als auch im Nankai Trog (Japan) die Hydrate in sandigen Sedimenten mit hoher Hydratsättigung vor. Das bedeutet, dass bedingt durch eine hohe Permeabilität Gase und Fluide gut durch die Formation migrieren können und der Druckimpuls weit in die Formation übertragen wird. Bei Hydratvorkommen in feinkörnigen Sedimenttypen mit einer geringen Permeabilität, wie beispielsweise Tone oder vulkanische Asche, wie sie z.B. im Krishna-Godovari-Becken vorkommen, ist die Migration des Gases durch die Formation stark eingeschränkt; ein Druckabfall würde sich nicht weit in die Formation fortsetzen. Auch die Temperaturbedingungen vor Ort und die Wärmekapazitäten der unmittelbaren Umgebung spielen eine wichtige Rolle. Sowohl die endotherme Zersetzung der Hydrate als auch die Druckabnahme führen zu einem Temperaturabfall in der Formation. In dem Fall, dass die Umgebung diese Temperaturabnahme nicht ausreichend kompensieren kann, kommt es möglicherweise zu einer so starken Abkühlung in der hydratführenden Sedimentschicht, dass dadurch wieder die Gleichgewichtstemperatur bei dem erniedrigten Druck erreicht wird und das Hydrat sich stabilisiert. Damit würde die Zersetzung der Hydrate und somit die Freisetzung der Gase aus der Hydratphase gestoppt; die Gasförderung käme zum Erliegen. Auch die chemische Stimulation mittels Kohlendioxidinjektion ist nur unter bestimmten Randbedingungen einsetzbar. Auch hier ist eine hohe Permeabilität vorteilhaft, damit das Kohlendioxid in die Formation eingebracht werden kann. Darüber hinaus macht die Stimulation mittels Kohlendioxid nur dann Sinn, wenn die Druck- und Temperaturbedingungen im Reservoir eine Bildung von Kohlendioxidhydraten überhaupt ermöglichen. Fig. 9 zeigt die Stabilitätsbereiche von Methan- und Kohlendioxidhydrat. Vergleicht man den Stabilitätsbereich des reinen Kohlendioxidhydrats mit dem des reinen

Methanhydrats, so laufen die Stabilitätsgrenzen des Kohlendioxidhydrats und des Methanhydrats bis zu einer Temperatur von etwa 281 K parallel, wobei die Stabilitätsgrenze des Kohlendioxidhydrats bei gegebenem Druck zu höheren Temperaturen hin verschoben ist. Oberhalb von 283 K steigt der Gleichgewichtsdruck des Kohlendioxidhydrats bei geringer Temperaturerhöhung stark an. Bei einer Temperatur von 283,25 K und einem Druck von 7,6 MPa schneidet die Stabilitätsgrenze des Kohlendioxidhydrats die Stabilitätsgrenze des Methanhydrats. Bei weiterer Temperaturerhöhung bevorzugt das System die Koexistenz von Kohlendioxid und Wasser als flüssige Phasen unabhängig vom Druck. Übertragen auf submarine Gashydratvorkommen bedeutet dies, dass die Temperatur im hydratführenden Sediment unter 283 K liegen sollte, wenn durch den Austausch der hydratgebundenen Gase Methan freigesetzt und Kohlendioxid als Hydrat gelagert werden soll. Natürliche Hydratlagerstätten in Regionen mit einem hohen geothermischen Gradienten wie z.B. das Ulleung Becken oder das Schwarze Meer wären für eine solche Austauschreaktion somit nicht oder nur eingeschränkt geeignet.

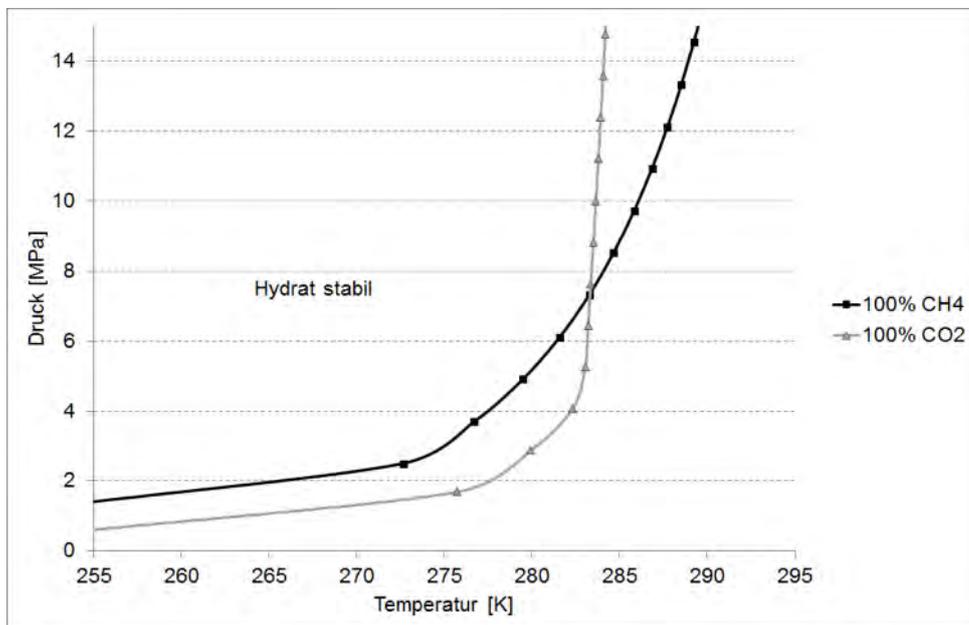


Fig. 9: Stabilitätsbereiche des reinen Methan- und des reinen Kohlendioxidhydrats

Darüber hinaus führt jede Injektion zumindest lokal zu einer Erhöhung des Porendrucks und damit zur Abnahme der effektiven Spannungen. Da die marinen Hydrate vorwiegend an den kontinentalen Hängen vorkommen, kann eine solche Porendruckerhöhung bzw. Abnahme der Effektivspannung zu einer Destabilisierung der häufig sehr locker abgelagerten Sedimente führen, die dann bei entsprechender Neigung des Kontinentalhangs eine submarine Hangrutschung auslösen könnte. Je nach Ausmaß der Rutschung können die Förderinstalltionen zerstört aber auch Tsunamis ausgelöst werden.

Bei allen Methoden der Gasförderung aus natürlichen Hydratvorkommen besteht durch die Zersetzung der Hydrate in Wasser und Gas die Gefahr, dass sich die mechanischen Eigenschaften der Formation verändern. Je nach Bildungshistorie und Hydratsättigung können Gashydrate die meist nicht konsolidierten Sedimente festigen und stabilisieren. Bildet sich das Hydrat beispielweise zwischen zwei Sedimentkörnern und verbindet diese, hat es eine zementierende Wirkung auf das Gefüge. Bildet es sich ohne Kontakt zu den Sedimentkörnern im freien Porenraum, was bei der Bildung aus im Wasser gelöstem Methan ohne freie Gasphase die Regel ist, hat es bei geringen Hydratgehalten keine

Wirkung auf die mechanischen Eigenschaften des Sediments. Erst ab einer Hydratsättigung zwischen 35 – 50% [29] wird das Sediment dadurch verfestigt, dass die Sedimentkörner in einer Matrix von Hydrat eingebettet sind. Die verfestigende bzw. stabilisierende Wirkung der festen Hydratphase geht mit deren Zersetzung während des Abbaus natürlich verloren. Die Kenntnis der Zusammenhänge zwischen Hydratgehalt und Festigkeit der Sedimente sind damit neben den speziellen geologischen Bedingungen des Kontinentalhangs, wie Neigungswinkel, Sedimentschichtmächtigkeiten und mineralogische Zusammensetzung von ausschlaggebender Bedeutung für die Bewertung des Risikos einer Hangdestabilisierung durch eine Gasförderung aus Methanhydraten. Im Rahmen des deutschen Gashydratforschungsprojektes SUGAR soll u.a. dieser Frage systematisch nachgegangen werden.

5. Zusammenfassung und Ausblick

In den vergangenen Jahren haben viele Nationen, darunter die USA, Kanada, Japan, Indien, China, Korea und Taiwan, die alle über mehr oder weniger nennenswerte natürliche Hydratvorkommen verfügen, viel Energie in die Exploration und mögliche Exploitation ihrer Vorkommen investiert. Die Entwicklung und die Tests verschiedener Produktionsmethoden haben bereits gezeigt, dass nicht alle Vorkommen gleich gut zu erschließen sind. Hydratvorkommen in sandigen Lagen mit hohen Hydratsättigungen scheinen für die Förderung am besten geeignet. Dennoch ist die Produktion von Gas aus hydratführenden Sedimenten trotz aller bisherigen Bemühungen noch immer technisch anspruchsvoll und viele Herausforderungen sind ungelöst. Dazu gehört neben der unerwünschten Sandproduktion u.a. auch die Frage, ob und wie sich die mechanischen Eigenschaften eines hydratführenden Kontinentalhanges während des Hydratabbaus verändern und welche Maßnahmen zu seiner Stabilisierung ergriffen werden müssen. Hier gibt es noch erheblichen Forschungsbedarf, bevor eine wirtschaftliche Nutzung natürlicher Gashydratvorkommen diskutiert werden kann.

Literatur

- [1] von Stackelberg, M., Müller, Gotzen, O., Pietuchovsky, J., Wirtscher, O., Frühbuss, H., Meinhold, W. (1947) Fortschritte der Mineralogie, 26, 122-124.
- [2] Gawalek, G. (1969) „Einschlussverbindungen, Additionsverbindungen, Clathrate“, VEB Deutscher Verlag der Wissenschaften, Berlin, 64-87.
- [3] Lu, H., Seo, Y.-T., Lee, J.-W., Moudrakovski, I., Ripmeester, J.A., Chapman, N.R., Coffin, R.B., Gardner, G., Pohlman, J. (2007) Nature, 445, 303-306.
- [4] v. Stackelberg, M., Müller, H.R. (1954) Zeitschrift für Elektrochemie, 58, 25-39.
- [5] Hammerschmidt, E.G. (1934) Industrial and Engineering Chemistry, 26, 851-855.
- [6] Makogon, Y.F. (1965) Gazovaya Promyshlennost, 5, 14-15.
- [7] Makogon, Y.F. (1994) „International Conference on Natural Gas Hydrates“, Ed. Sloan, E.D., Happel, J., Hnatow, M.A., Annals of the New York Academy of Science, New Paltz, New York, 715, 119-145.
- [8] Sloan, E.D., Koh, C.A. (2008) “Clathrate Hydrates of Natural Gases”, 3. Ausgabe, CRC Press.
- [9] Milkov, A.V. (2005) Organic Geochemistry, 36, 681–702.
- [10] Kastner, M., Kvenvolden, K.A., Lorenson, T.D. (1998) Earth Planetary Science Letters, 156, 173-183.

- [11] Schicks, J.M., Luzi-Helbing, M. (2013) *Spectrochimica Acta Part A: Molecular and Biomolecular Spectroscopy*, 115, 528-536.
- [12] Rydzy, M.B., Schicks, J.M., Naumann, R., Erzinger, J. (2007) *Journal of Physical Chemistry B*, 111, 9539-9545.
- [13] Kvenvolden, K. A., Lorenson, T. D. (2001) in: Paull, Charles K., Dillon, William P. (Eds.), *Natural Gas Hydrates: Occurrence, Distribution, and Detection (Geophysical Monograph)*, 124, 3-18.
- [14] A.V. Milkov A.V. (2004) *Earth-Science Reviews*, 66, 183–197
- [15] Kvenvolden, K. A., Grantz A. (1990) in: Grantz, A., Johnson, L., Sweeney, J. F. (Eds.), *The Arctic Ocean Region: The Geology of North America*, Geological Society of America, Boulder, Colorado, 539–549.
- [16] Klauda, J.B., Sandler, S.I. (2005) *Energy and Fuels*, 19, 2, 459-470.
- [17] Bauer, K., Pratt, R. G., Weber, M., Ryberg, T., Haberland, C., Shimizu, S. (2005) in: Dallimore, S. R., Collett, T. S. (Eds.), *Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program*, Canada, GSC Bulletin, 585, 14.
- [18] Hancock, S., Collett, T. S., Dallimore, S. R., Satoh, T., Inoue, T., Huenges, E., Hennings, J., Weatherill, B. (2005) in: Dallimore, S. R., Collett, T. S. (Eds.), *Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program*, Canada, GSC Bulletin, 585.
- [19] Yasuda, M.; Dallimore, S. (2007). *Journal of the Japanese Association for Petroleum Technology*, 72, 603–607.
- [20] Schicks, J., Spangenberg, E., Giese, R., Luzi-Helbing, M., Priegnitz, M., Beeskow-Strauch, B. (2013) *Energies*, 6, 3002-3016.
- [21] Yamamoto, K., Dallimore, S. (2008) *Fire in the Ice: Methane Hydrate Newslett.* 8, 3.
- [22] *Fire in the Ice: Methane Hydrate Newsletter* (2013), 13, 2, 1-2.
- [23] Hirohama, S., Shimoyama, Y., Wakabayashi, A., Tatsuta, S., Nishida, N. (1996) *Journal of Chemical Engineering of Japan*, 29, 1014-1020.
- [24] Park, Y., Kim, D.-Y., Lee, J.-W., Huh, D.-G., Park, K.-P., Lee, J., Lee, H. (2006) *Proceedings of the National Academy of Science U.S.A.*, 103, 34, 12690 - 12694.
- [25] Lee, H., Seo, Y., Seo, Y.-T., Moudrakovski, I.L., Ripmeester, J.A. (2003) *Angewandte Chemie International Edition*, 42, 5048 –5051.
- [26] Schicks, J.M., Luzi, M., Beeskow-Strauch, B. (2011) *The Journal of Physical Chemistry A*, 115, 46, 13324-13331.
- [27] Kvamme, B., Graue, A., Buanes, T., Kuznetsova, T., Ersland, G. (2007) *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 1, 236-246.
- [28] *Fire in the Ice: Methane Hydrate Newsletter* (2012) 12, 1, 1-3.
- [29] Rydzy, M. B. (2013) *The effect of hydrate formation on the elastic properties of consolidated sediment*, Phd Thesis, Colorado School of Mines, Golden/Colorado

Dr. habil. Judith Maria Schicks und Dr. Erik Spangenberg, Helmholtz Zentrum Potsdam, Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ, Telegrafenberg, D-14473 Potsdam, Email: schick@gfz-potsdam.de

International role of nuclear fission energy generation, status and perspectives

Robert Stieglitz, Joachim Knebel, Walter Tromm, Karlsruhe Institute for Technology (KIT)

Abstract

The Fukushima incident in March 2011 caused worldwide a change in the perception of nuclear energy generation. Independent from the decision made by individual nations regarding the future use of nuclear energy for electricity generation, the number of nuclear power plants (NPP) operated worldwide has hardly changed. Essential reasons are mainly rising feedstock prices, increased energy demands and the simultaneous aspiration to reduce substantially the CO₂-emission by fossil fuels. Especially emerging Asian economies are forced to an aggressive exploitation of all electricity generating technologies including nuclear to match their societal and economic demands. Nevertheless, the Fukushima accident initiated worldwide a new quality in the safety assessment and safety culture by considering additional man made or natural disasters. This process is reflected in enhanced bilateral or international co-operations. One of the most striking consequences is that a safe NPP operation demands a continuous retrofitting and evaluation of the plant behavior based on the current state of science and technology, which is part of the German safety practice since the Three-Mile-Island (TMI) incident.

Within this article different new nuclear plant developments with enhanced safety features are presented. Although these concepts as well as their deployment options diverge considerably in design and operational strategy the major nuclear protection goals in terms of confinement, coolability and reactivity control, which have to be met by any plant design, remain the same. Regarding the operational safety increased computational capabilities allow by means of coupled multi-physics and multi-scale method to identify design weaknesses down to the pin scale of a fuel assembly both for steady state and also for plant transients. To master severe accidents the different plant concepts, however, yield to a considerably larger diversity of technical solutions, nearly all of which are based on passive systems that exploit the physical natural laws. A sustainable use of nuclear fuel avoiding large scale deep underground repositories inherently implies a closed fuel cycle and the deployment of fast spectrum reactors, so-called Generation –IV reactors, for which similar nuclear postulations in terms of safety on all levels have to be demonstrated. Within the article for both operational safety and severe accident measures examples are presented to illustrate the main functionality and operational principle.

1. Present status of nuclear electricity generation – observations worldwide and in Europe

At present 435 commercial nuclear reactors (NPP) are operating and almost two thirds of the 72 plants under construction are erected in Asia [1]. More than 75% of the existing reactor fleet is light water reactors and about 85% of the new built belong to the class of pressurized water reactors (PWR). All commercially operated NPP's produced in 2013 nearly 11.5% of the global electricity production, which is only slightly less than in the previous years. These commercial plants are complemented by approximately 240 research reactors operated in 56 countries and currently nearly 180 civil nuclear powered ships.

Remarkable is that the countries engaged in new built or strongly envisaging the use of nuclear power as a “nuclear newcomer” belongs either to Eastern Europe or to Asia and the moti-

vation to use nuclear power is mainly triggered by their societal decision to rely to a large quantity on industrial production as one major pillar of economic development- or simply as source of future wealth. The specific reasons of those societies range from vast economic development and rapidly rising electricity consumption, grid independence, fuel independence (reduced capital export), cost arguments or access to large scale renewable resources and many other more.

In contrast to the new built, the classic nuclear countries focus either on replacements of their in average more than 25 year old reactor fleet [2], power-uprating and life-time extensions up to 60 years.

Even in Europe the new-built and retrofiting of operating plants has hardly changed the nuclear share in electricity generation, which amounts to about 30%. Although Europe is committed to match the CO₂-conformity goals formulated by the EU commission by 2020 and 2050, the member states can select on their own the means to attain the decarbonisation goals [3] according to the ministry council agreement. Especially in the EU-11 (comprised of Poland, Czech Rep., Slovakia, Hungary, Latvia, Lithuania, Estonia, Romania, Bulgaria, Slovenia and Croatia) the economic growth will cause a considerable increase of electricity consumption and at the same time even more stringent environmental requirements must be fulfilled. Both, the lack of abundance of fossil resources and the trend to a certain energy autarchy lead the EU-11 states to conceive nuclear as a one electricity production option [4].

Independent of the world region considered and the quite diversely motivated basis of the individual countries mainly large scaled NPP's in the power class of 1GWe and more are currently deployed.

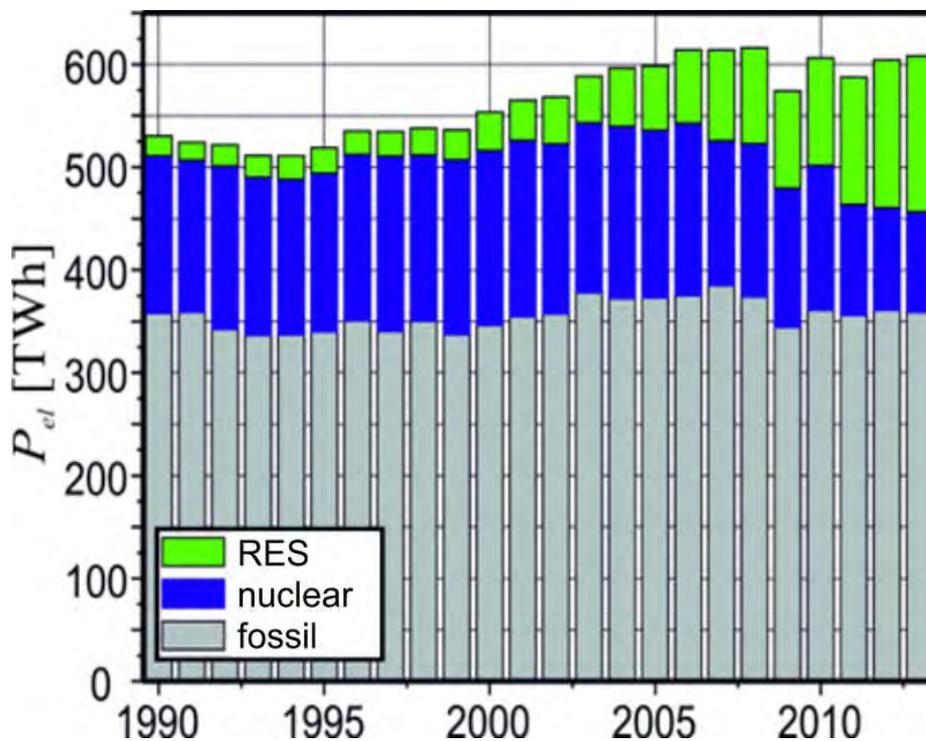


Fig. 1: Germany's electricity share 1990-2013 [5].

Taking a glance at Germany's current electricity profile, which decided a phase-out of nuclear by 2022, at present the total installed electricity capacity of renewable energy sources (RES) amounts in average in 2013 to installed 35,886GW peak photo-voltaic capacity and 33,818GW nominal installed wind power, which would fit the entire mean German demand.

Only approximately 16% is provided by NPP's. Nonetheless, the intermittent production lead for the RES to a remarkable share of 24.9% for electricity [5], see Figure 1. Although having a grid priority access, solar photo-voltaics delivered 30TWh and wind 53TWh corresponding to load factors of solar and wind compared to their installed capacities to about 9.5% (solar) and 18% (wind), respectively. This market regulation caused low wholesale electric energy prices in Germany, which in turn made combined cycle gas turbines (CCGT), which are most thermally efficient, noncompetitive. In the long term especially targeting at a RES share exceeding 50% significant storage volumes for electricity and the maturity of storage concept technologies are required, unless the decarbonisation goals will not be matched.

Doubtless, the quite ambitious climate protection policy goals and the limitations of RES based energy production in the near term will demand compromises from all main actors. Otherwise the economic competitiveness of regions not adapting these goals will be undermined. From the scientific point of view, each technology and fuel option must be considered including nuclear energy and heat generation in the energy mix either as a midterm or long term bridging option to prevent energy poverty and to assure reasonable energy prices.

2.1. Boundary conditions for NPP deployment-Large reactors/ vs. small medium sized reactors

Considering nuclear as an option either as bridging technology or as one major pillar of the energy mix of an individual country, the question of the appropriate reactor size for the base load configuration arises immediately: large reactors (LR) or small scaled modular reactors (SMR). The arguments for the choice of LR or SMR may be grouped in social (acceptance, risk perception), political (independence, CO₂ limitations), economic (resources, price, risk) or technological (technical maturity, safety performance) criteria. Mainly the decision matrix is composed of mixtures of all these arguments and the ranking is strongly dependent on the national boundary conditions.

2.2. Economic considerations

Large NPP's require a considerable capital investment per MWh/unit including all costs for projection, deployment, operation & maintenance (O&M) and finally decommissioning. Additionally, nuclear power utilization demands a long term strategy of the energy policy and its development. Due to these high financial exposures, the long pay back times (envisaged duration of the investment 80-100 years from planning to decommissioning) present a high investment risk if entirely financed by private shareholders. Compared to coal, RES or gas fired plants the capital costs amount to about 55% [6] and hence the capital intensive investment represents a strong exposure to market risks aside from other critical aspects as political frame (licensing, inspection, regulations,...) and social factors as e.g. public acceptance. As a consequence, private operators in a liberalized market often based on competition and sometimes with priority access of other energy sources require a stable energy politics environment. In contrast to purchase of a LR there are numerous arguments for deploying SMRs as identified by [6, 7, 8] such as

- the need for flexible power generation for wider range of users and applications;
- the replacement of aging fossil fired units;
- the potential for enhanced safety margin through inherent and/or passive safety features;
- the economic consideration-better affordability freedom in upgrading;
- potential for integration innovative energy systems: cogeneration & non electric applications (desalination, process heat) and
- hybrid energy systems composed of nuclear with RES.

But, according to numerous studies [6, 8] SMR are not significantly cheaper than LR's and moreover, the capital return time is even larger than for larger reactors although they may offer a higher decision flexibility to expand their unit size. Additionally, SMR's cannot be conceived as a simple scale reduction of a LR. Also the power output of several SMR to the grid cannot be simply considered as the sum of the modules; the SMR technology presents an entirely different product with respect to fuelling, operation but mainly with respect to the safety features and the applied technology. Among these technology issues their safety behavior is due to the smaller dimensions considerably different. SMR have usually a smaller specific power density than LR allowing the use of a set of passive measures to master essential safety functions or even a full encapsulation of the reactor. Nevertheless, SMRs fulfill in some markets already an essential role as to act as base load source in remote regions or as grid stabilization in regions with moderate energy consumption like in China or India.

2.3. Current situation of NPP deployment

More than 95% of the currently operating reactor fleet belongs to the class to generation II plants, which in principle have been designed in the sixties and seventies. Also the presently installed generation III reactors are mainly evolutionary designs of Gen-II systems. The major reason for this development may be conceived as a risk minimization strategy of the shareholders. The comparability of Gen-II and operating Gen-III plant enables to a considerable extend the use of the accumulated experience of the currently operating fleet and therefore it facilitates the licensing aspects. The designs rely on well proven physics principles and no technological leaps are required. All aspects together yield for the operating Gen-III reactors a similar performance and sustainability as for Gen-II units. Another class of Gen-III reactors currently under construction in USA and China are very innovative; they rely mainly on novel passive safety features to assure core coolability e.g. in case of Loss-of-Coolant (LOCA) accidents and to remove the residual heat.

What are the peculiarities of the operating Gen-III reactors?

There are essentially two drivers for the new Generation III plants, which arise from both hardened design objectives and economic design objectives. The design objectives may be subdivided in two classes- the nuclear safety and the public acceptability. Regarding nuclear safety in Generation III units severe accident measures have been already integrated in the design to attain considerably lower core damage frequencies and a significant reduction of potential radiological consequences. Another essential feature is that external events and hazards are considered in design and emergency management measures, which end up in a more robust safety architecture. In order to attain public acceptability, the design is devoted to minimize the environmental impact for all operational stages and to prevent situations, in which off-plant areas are submerged to any emergency planning.

Especially the competition with other sources hardened the economic objectives. In the front row here is the profitability of the project, which in turn demands plant availabilities of more than 90% along the whole life-time, short re-fuelling and outage durations resulting in long cycle length and reduced investments caused by design simplifications and short erection times. According to this list, LR's are preferred to SMR units. Another economic aspect is the investment protection, which translates into anticipated operation times of at least 60 up to 80 years and a low difficult-to-repair failure rate, which in turn demands to credit mainly for proven technologies. The latter argumentation chain holds mainly for liberalized markets, where temporal economic ups or downs even at low interest rates shall allow for profits for the shareholders within a reasonable time. The frame for NPP development today is conducted in contrast to former times by a set of regulations, standardizations and requirements elaborated in the international context of utilities [9], technical survey organizations (TSO) [10],

worldwide co-operations and collaborations as well as international institutions like the nuclear energy agency (NEA) and the IAEA [11]. All these regulations are publicly available and continuously updated.

3. Safety concept of a NPP

3.1. General safety approach

The major protection goals for NPP's have not been changed since the early days and scope only three aspects:

- confinement of the radionuclide inventory;
- coolability at any time irrespective of origin and source and
- control of reactivity.

This protection goals led to the implementation of a defence in depth (DiD) strategy, for different levels are assigned to specific reactor states from 1 to 5, see Table 1. The challenge is to provide enough margins between the different levels of safety to prevent cliff edge effects. The subsequent safety demonstration is characterized by a risk informed safety strategy, in which at first the protection goals are transferred into fundamental safety functions to be provided by the individual plant system design. The individual demonstration is conducted by both probabilistic and deterministic methods, in which for the latter a set of initiating events (PIE) are postulated and their progression is analyzed.

	condition	aim	measures	consequences
1	normal	prevention of anormal operation or failures	conservative design, high quality construction, qual. personnel	no measures
2	operational failure	condition control, detection/ identification of reason	control, limitation/ protection measures and survey functions	after short time restart
3	design basis accident (DBA)	control of DBA within design (e.g. multiple failures of safety functions)	engineering safety charact. and implementation of controlled accident measures	planned restart anticipated (after inspection, repair, qualification)
4	severe accident (BDBA)	control of critical plant states incl. prevention of propagation	complementing measures and accident management	re-start not required
5	post severe accident	mitigation of radiologic consequences	off- plant emergency measures	no plant restart assumed

Table 1: Safety level categorization; corresponding aim, measures & consequences of a NPP.

3.2. Design basis safety (operational safety)

A nuclear power plant is a complex system, in which different physical phenomena such as neutronics, thermal-hydraulics and thermo-mechanics are interconnected. Moreover, all of them are occurring on different scales from micro- via meso- to macro-scale and are additionally characterized by non-linear feedbacks. This mutual interaction impacts considerably the

safety performance and poses significant challenges to develop qualified computational multi-physics and multi-scale tools to describe the temporal behavior of the plant. Especially today and very likely in the near future, the enlarged and still growing computational capabilities and the memory resources allow a more refined representation of the phenomena taking place in NPP than in the past. These efforts not only allow for a more detailed on-line plant monitoring by reduced models to support operational safety in real-time but much more to elaborate and analyze with a high local discretization safety margins down to a fuel pin scale not only steady state but also in transients. Subsequently, some state of the art examples are highlighted and discussed.

The thermal-hydraulic transport of mass and energy is an essential feature in daily reactor operation, and hence necessitates reliable fast running predictive codes to flexibly adapt the power and to assess the feedbacks between neutronic and thermal-hydraulics. Fast running methods are provided by 3D coarse mesh approaches to describe the reactor pressure vessel and the core. The piping is modelled via 1D nodes. Here, a profound a-priori knowledge is required to describe the individual phenomena within the reactor pressure vessel, core and primary/secondary system of a NPP. The numerical codes contain a large set of models and correlations to describe the heat transport within fuel pellet, over the gap and on the fuel rod surface as well as in the fluid domains. All important correlations were derived from representative experiments and the codes are extensively validated against experimental data before they are used for safety assessment of NPPs.

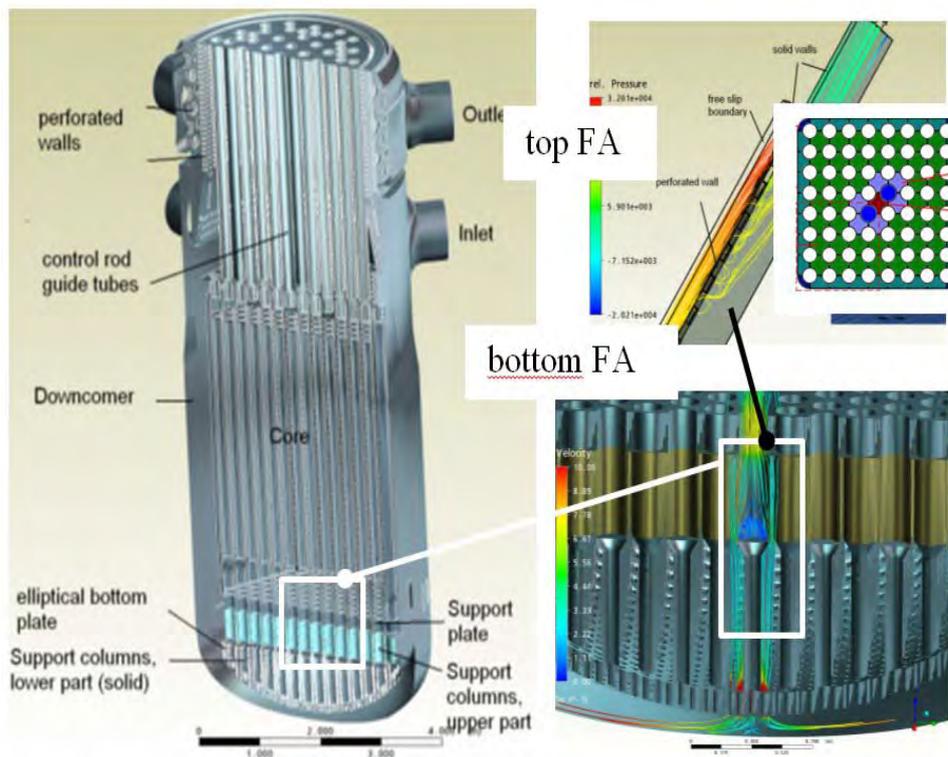


Fig. 2: Transfer from micro-scale CFD (top right) to meso-scale (bottom right) and then to reactor scale (left.).

Of course, fast computing code systems allow for parameterized computations or to conduct exploring potentially domains with a reduced or even problematic safety margin. Moreover, by means of them the impact of design measures on the reactor performance can be screened. However, one of the drawbacks of these codes is their limited spatial resolution, which demands a more sophisticated description of the thermal-hydraulics. Naturally, this is matched

by CFD. But, even a relatively small domain like a reactor pressure vessel (RPV) would require such an enormously large number of cells to depict all important phenomena with an adequate resolution that it can be hardly solved within the next one or two decades. One option for a correct transfer from micro to macro scale provides the coarse grid CFD, which is depicted exemplarily in figure 2. There, on a micro-scale all phenomena are computed exactly and then transferred as volumetric forces or interfacial tension to a meso-scale. A similar approach is used from meso- to macro scale. By this approach the prediction quality within the qualified parameter range of the CFD models is by far better than for the nodal methods; but this is on cost of the considerably larger computational times, so that this approach is mainly used for design verification. Such a CFD model for the RPV can then be connected to a loop model based on a 1D coarse mesh. An essential corner-stone of the computational modeling is the validation. Especially in the context of the IAEA, the OECD-NEA or international collaborations benchmarks have been formulated or set-up to validate numerical code packages. These benchmarks scope thermal-hydraulics problems, reactor-physics topics or coupled neutron-kinetic thermal-hydraulic interactions as well as real-world plant data and transients. Figure 3 illustrates the comparison of the temporal evolution of computed void fraction distributions at three different axial heights in a fuel assembly for a pump trip, which has been conducted in the framework of an OECD/NEA Benchmark [12]. As the figure shows, the different validated current code packages are capable to depict both void fraction as well as temporal evolution with a high degree of confidence.

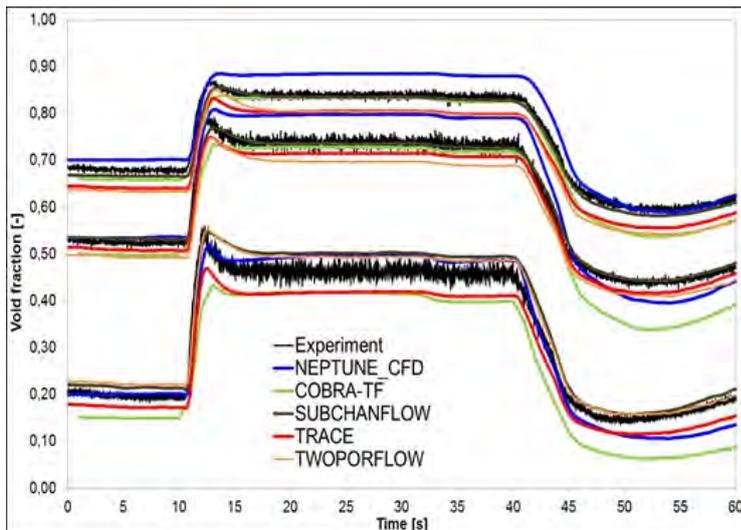


Fig. 3: Computed void fraction distributions at three different axial heights by different codes during a pump trip in comparison with the experiment [12].

represent still “state-of-the-art” methods to predict safety parameters of a plant and are well validated through thousands of computations. In combination with thermal-hydraulic sub-channel codes, they represent the class in literature often called best estimate tools (BE). The interplay of neutronics and thermal-hydraulics poses the strongest challenge. The neutronics provides the nuclear power generated by fission and the power map is transferred to the individual pin, where the heat is removed by the coolant. By the coolant the fuel temperatures change, which in turn leads to a change in the nuclear cross-sections altering in turn the fission power generation, see figure 5. Unfortunately, both occur on different time scales. A direct prediction of local safety parameters demands therefore computations on a pin-level rather than on fuel assembly (FA) or cell level to reduce the conservatism.

Another similarly challenging problem is posed by neutronic-thermal-hydraulic (N-TH) interaction. A classical problem in this context is a boron dilution transient. In case of an unintended reactor flooding with deborated water, the reactivity and hence the power production increases. The Doppler feedback leads in turn to a power reduction and the reactivity declines. Fig. 4 (top) depicts the temporal evolution of the overall reactivity while the lower figure illustrates the distribution of the borated water within the core computed by nodal diffusion codes coupled with sub-channel codes at fuel assembly level.

Nodal methods as presented before

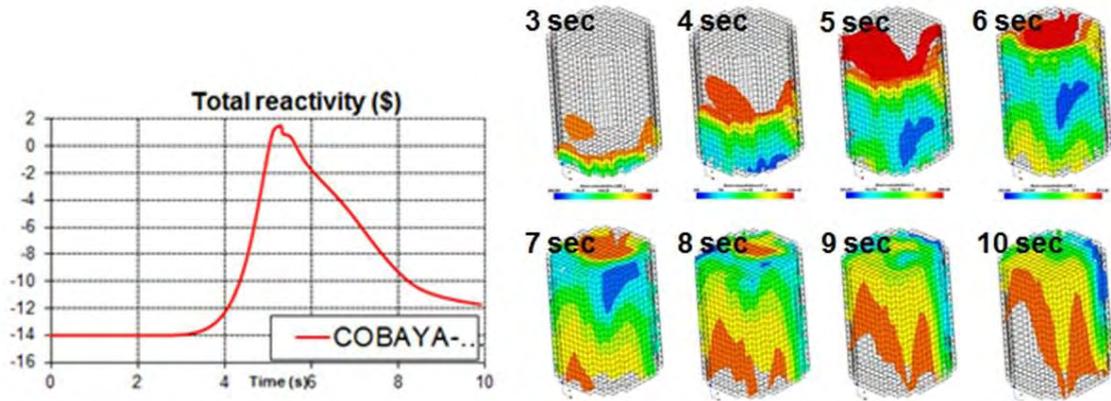


Fig. 4: Thermal-hydraulics – neutronic coupling for a boron dilution transient in which deborated water (blue) enters the core leading to first to reactivity increase and by feedbacks afterwards to a reduction [13] and corresponding reactivity change (left).

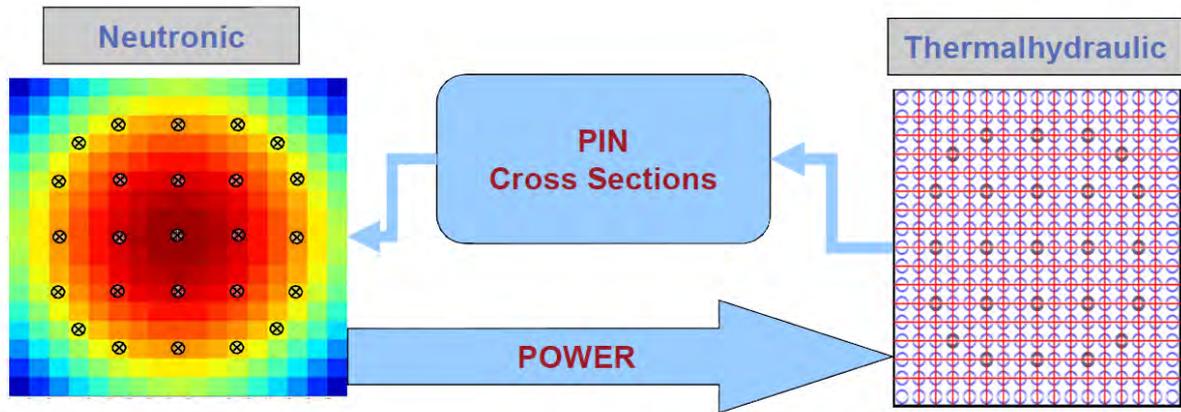


Figure 5: Interplay of neutronics (at core level, left) and thermal-hydraulics (on fuel pin level in a fuel assembly-right) to be considered for pin-based multi-physics high fidelity computations.

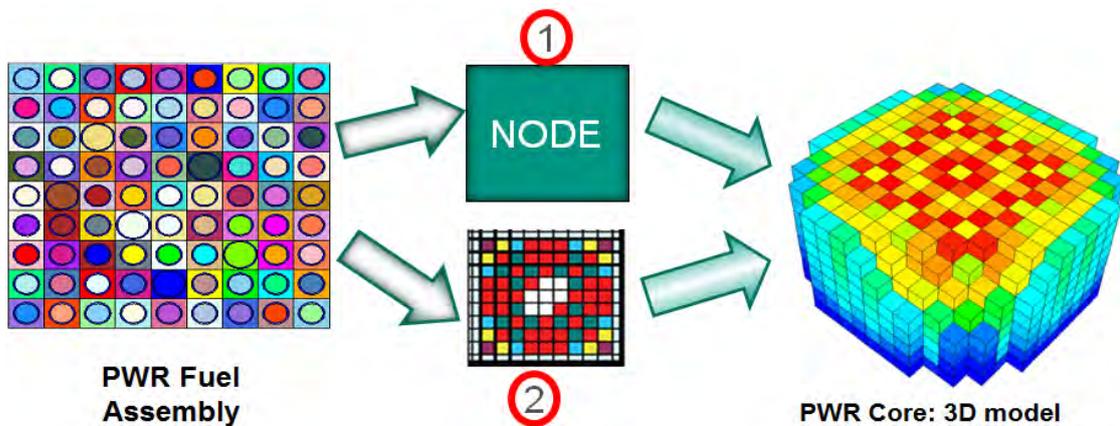


Fig.6: Different options for high fidelity coupled N-TH computations. Path (1:) via homogenization and subsequent PPR methods. Route (2): full pin-based solutions.

The trend from FA to pin based high fidelity modelling solutions is rather heterogeneous. One route focuses first on a homogenization of the heterogeneous FA configuration to a node and a subsequent integration as a node into a 3D core model (route 1 in figure 6). The individual pin-power distribution and the corresponding safety parameters are then obtained by means of pin-power-reconstruction (PPR) methods. A full pin-based solution considers throughout the entire computation the individual pin configuration. The major advantage is that local safety parameters are directly computed without any simplifications of PPR methods.

A major drawback of these so called pin-based solutions is the high computational cost and the extremely demanding modelling. But, on the other hand, they provide an exact solution. Figure 7 shows a pin-based solution with respect to the power evolution of a rod-ejection accident transient in a PWR. The corresponding temporal evolution of the fuel temperatures is depicted in figure 7 (right) and compared to a nodal solution. In most cases, the nodal solution provides a conservative solution, however in this specific case the full pin-by-pin solution exhibits that the nodal solution underestimates by 70 K the fuel temperature. This example illustrates that the potential of entirely pin based solutions offers a more exact prediction of the safety parameters.

An emerging new trend observed in coupled N-TH reactor simulations is devoted to quasi-exact neutronic calculations by means of Monte-Carlo methods, in which the thermal-hydraulics is directly embedded. Although it poses additionally even higher computational demands, the precision is considerably better. In figure 8 such a computational result is shown for the axial distribution of the fuel temperature of a typical PWR FA [15].

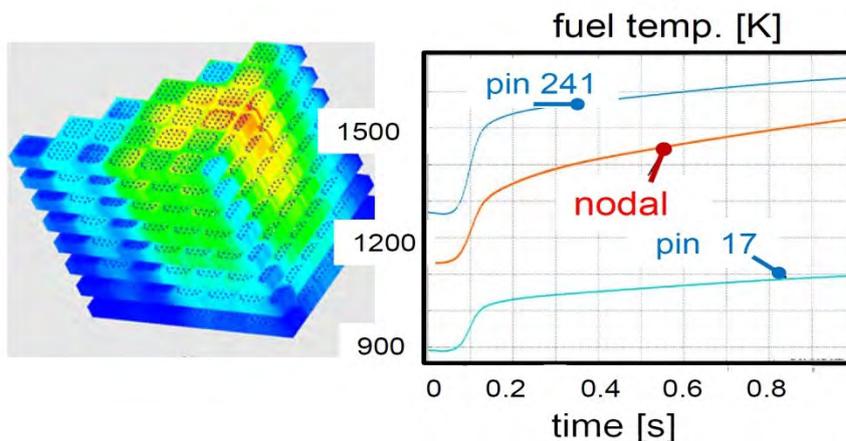


Fig.7: Pin based solution of the power distribution (left) during a rod ejection accident (REA). Comparison of the temporal evolution of fuel pin temperatures for a pin-based solution compared to a nodal solution [14].

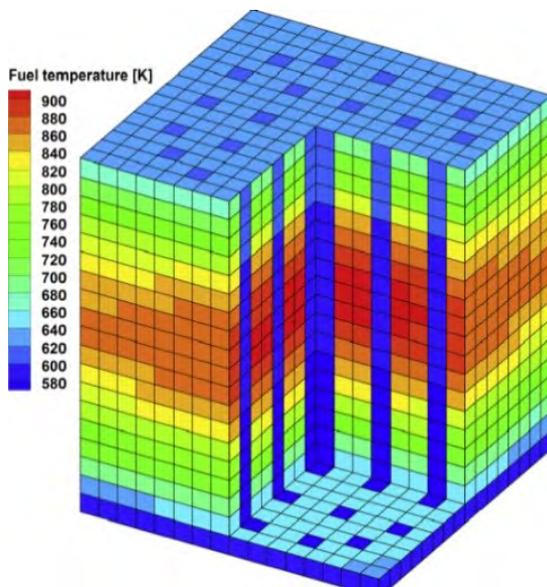


Fig.8: Inline coupled Monte-Carlo-neutronics – thermal-hydraulics computation of the fuel temperature of a PWR FA [15] dark-blue structure=guide tube channels.

3.3. Beyond design basis safety (BDBA)

In contrast to Gen-II reactors measures to cope with beyond design accidents are integral part of the reactor design of Generation-III plants. What does this mean?

Gen-III reactor designs implicitly assume the occurrence of reactor states exceeding the design basis and adequate design provisions to carry out preventive and mitigative accident measures. These ‘a-priori’ setting of safety related design pre-requisites doesn’t abandon standard reactor control measures such as control rods and borated water but additionally allocates specific provisions e.g. for an improved emergency core cooling capability in BDBA-situations, see figure 9. Remarkably,

the focus of emergency core cooling systems (ECCS) development has been directed mainly to systems acting by passive means and not necessarily requiring signals of intelligence to accomplish a safe state of the plant in case of a BDBA. A detailed classification of passive safety systems to render a plant within a safe condition can be found in [16]. The expression passive means mainly gravity or density difference driven systems caused mainly by temperature gradients. In addition, the following safety relevant phenomena appeared in connection with the innovative Gen-III reactor concepts:

- behavior of large pools of liquid,
- effects of non-condensable gases on condensation heat transfer,
- condensation on containment structures,
- behavior of containment heat removal systems,
- thermo- and fluid dynamics as well as pressure drop in different geometric configurations,
- steam-liquid interaction, etc.

All these effects emerged into integrated engineering solutions of passive safety systems in various advanced water cooled nuclear power plants. An example of the set of different ECCS systems employed within the AP1000 design consisting of

- core make-up-tanks (borated water),
 - accumulators (for water replacement),
 - coolant make-up from in-containment refueling water storage tank (IRWST) driven by gravity and
 - passive residual heat removal (PRHR) system based on gravitational forces
- to name the most important ones, see Fig. 9.

The functionality of the passive safety systems for a main steam line break (MSLB) relies primarily on volume compliance and internal heat sinks [17]. In case of the occurrence of a

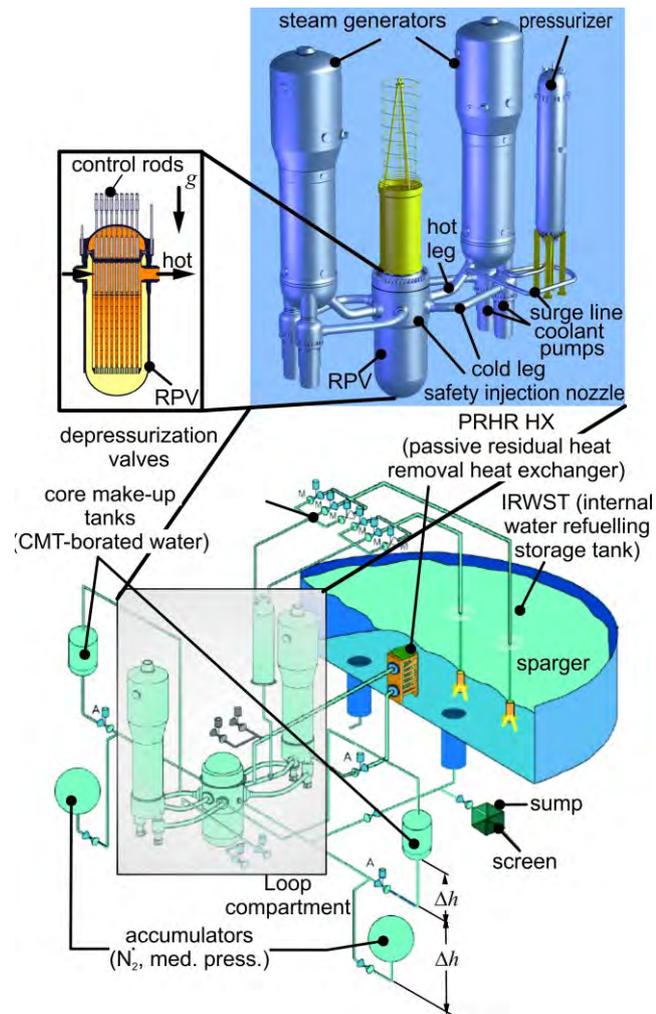


Fig.9: Safety system (AP 1000) [17].

severe accident with core melt different strategies are applied in the evolutionary Gen-III systems. One branch of the plant designs follows an in-vessel retention strategy, such as foreseen in the AP1000 (see fig.10, left), while others as the EPR is focused on spreading of the corium in a dedicated domain underneath the RPV, which is called an external core-catcher, fig. 10, right).



Fig. 10: Different design based safety provisions to control core meltdown situations: in-vessel retention strategy [17, left] and core-catcher of the EPR [18, right].

However, the safe confinement of the corium represents only one aspect in case of a severe accident. In case of a failure of the corium in-vessel retention, dedicated containment measures have to be implemented to ensure containment integrity that may be affected by uncontrolled hydrogen explosions or molten core concrete interaction (MCCI), etc.. Within the Helmholtz-program Nuclear Waste Disposal and Safety (NUSAFE) and international collaborations some of the key severe accident phenomena are investigated at the Karlsruhe Institute of Technology (KIT) as depicted in figure 11.

3.4. LR under development

After the financial crisis in 2009 and the Fukushima incident 2011, the majority of the NPP deployed belongs to the class of LR exceeding 1GWe gross output and out of those most are PWR's. The deployment intention of all countries is based on a long-term utilization of nuclear electricity meaning that the intended lifetime of the reactors is of the order of 60years. In their context, nuclear is seen to act as an almost CO₂-neutral energy source providing the electricity generation grid backbone.

Based on the progress in the scientific know-how to describe and validate DBA and BDBA safety methods, the power plant designer translated the hardened economic and safety related requirements into different plant designs, which vary significantly from each other at nearly all level as e.g. fundamental core design, number of hydrodynamic loops, design based operational safety and last but not least the philosophy with respect to provisions and management of severe accidents. This previous itemization is by far not exhaustive, but since all measures deduced from initial design necessitate aside from validation aspects the approval by national and international safety authorities, the integral LR plant design posed a significant challenge to the individual companies, which resulted both in the reduction of NPP producers and additionally in the formation of strategic alliances.

Aside from the economic aspects, the industrial partners share fundamental know-how regarding nuclear safety since the Three Mile Island accidents. In the last decades, common efforts from manufactures and utilities were undertaken in the frame of international co-operations

and organizations such as the WANO (World Association of Nuclear Operators) aiming to get consensus on common safety design criteria for NPP, to share operation experience collected in each country and in the IAEA e.g. the event notification reports, event analysis reports and to foster mutual exchange of professionals and technical support for safety-relevant issues.

On the opposite side governments and technical survey organizations (TSO) established an international cooperation on a worldwide basis as e.g. through the IAEA (International Atomic Energy Agency). The regulatory authorities of the Western European countries have created the WENRA association devoted to intensify the cooperation and work out standardized regulations and safety requirements for the licensing of nuclear power plants.

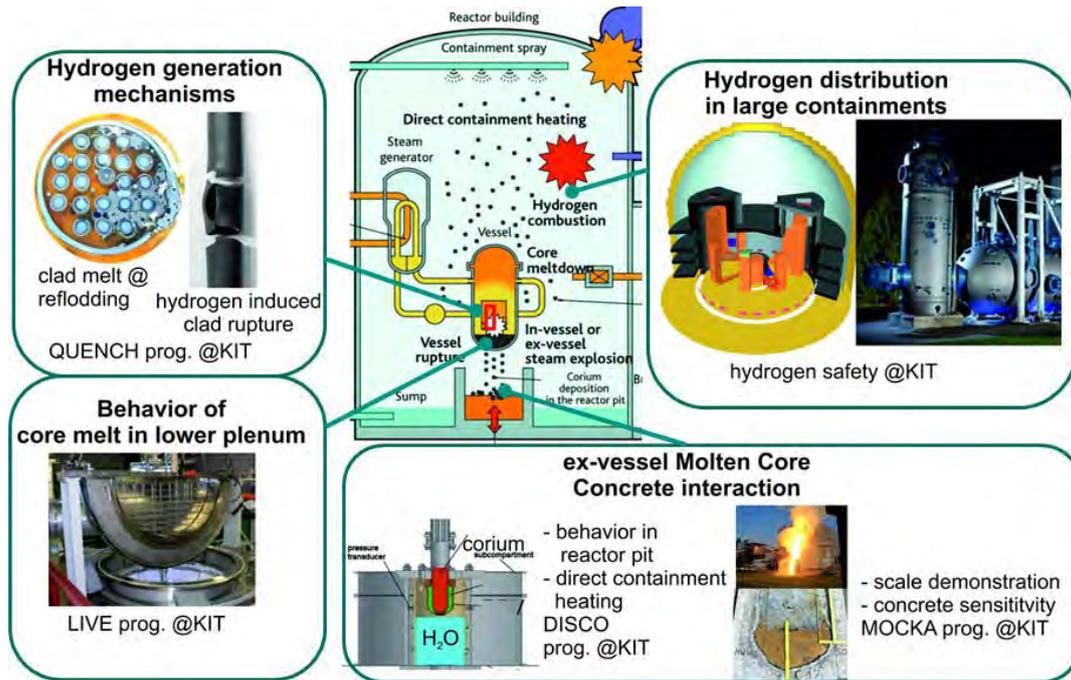


Fig. 11: Potential containment phenomena occurring in a case of a severe accident [19] and associated R&D experimental programs at KIT.

In addition, a vast bandwidth of worldwide collaborations on dedicated topics exists within the nuclear community such as the Global Nuclear Energy Partnership (GNEP), International Framework for Nuclear Energy Cooperation (IFNEC), Multinational Design Evaluation Program (MDEP), the Contact Expert Group (CEG) and in Europe for example the European Atomic Energy Community (EURATOM), which themselves are complemented often by bilateral agreements on safety standards and best practice guidelines.

As result of these international activities and the beneficial interaction of manufactures and regulators, new reactors of Gen-III have been developed taking profit of the extensive operational experience of hundreds of NPP of Gen-II, of the advances in nuclear technology, material sciences, computer codes, etc. and considering the overall safety requirements continuously updated and published by the IAEA that reflects the state-of-the-art of science and technology. Hereafter, selected reactor designs without claiming for completeness are briefly described.

The European Pressurized water Reactor (EPR), depicted in Figure 12a, is based on a 4 loop evolutionary PWR design evolving from both the N4 (France) and the Konvoi (Germany) design; its rated power is about 1600 MW_{el} and it consists of 4 train active safety systems, a strong double containment design (primary containment designed for low pressure core melt, Corium spraying area, shield building), protection of the plant against commercial airplane

crash by protected buildings (containment, fuel building, part of the safeguard buildings) and by physical separation (part of the safeguard buildings, diesels, ...). The large core (241 FA) allows for a power upgrade, an economical fuel management allowing for 50% mixed oxide (MOX) core loading and long cycles up to 24 months [20].

Another concept currently deployed successfully by KEPCO Korea is the APR1400, figure 12b. It is also PWR with a rated power around 1400 MW_{el} using a compact core. This reactor design originated from the CE80+ developed by Combustion Engineering in the 80's (certified in USA in 1996). It is a 2-loop design with 2 steam-generators and 4 pumps having 2-train active safety systems and 4 independent mechanical trains for safety injection systems. The containment consists of a single concrete containment with steel liner with a high resistance against earthquakes. In contrast to the EPR, the severe accident management strategy focuses on an in-vessel Corium retention through external reactor vessel cooling by means of water provided from the IRWST and additionally a boric acid make-up pump [21]. Among these two PWR designs shown here, several other PWR are currently erected as the AES family (Russia), AP1000 (Westinghouse-Toshiba) and others are certified as the ATMEA (MHI-AREVA) and the APWR 1000 (MHI).

The interest in light water boiling water reactors (BWR) is considerable smaller than in PWR's and aside the already licensed plant types such as the AB1600 (Toshiba), ESBWR (General Electric) and KERENA (AREVA), the Advanced Boiling Water Reactor (ABWR from Hitachi-General Electric) is currently erected. The safety philosophy of such reactors regarding the control of severe accidents is similar to the one of a PWR plant, while marginal differences naturally arise with respect to the operational safety due to the diverging principle.

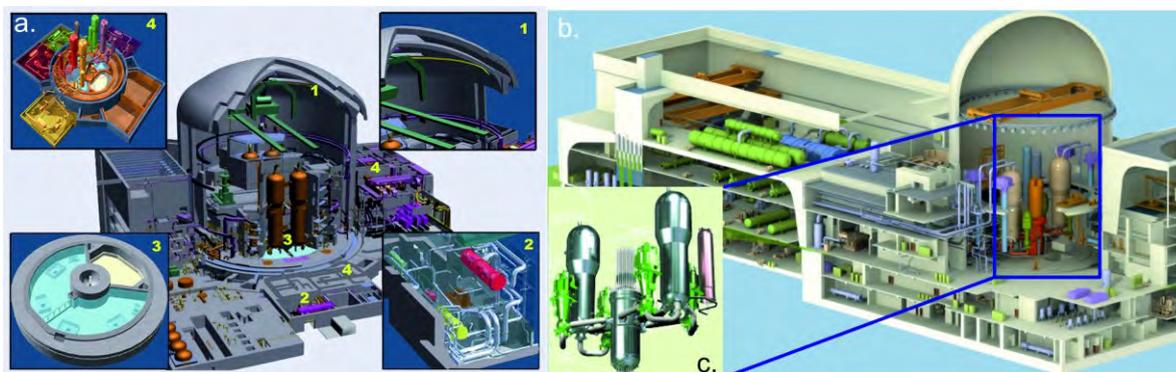


Fig. 12: (a) Cut through the nuclear island of the EPR and safety systems installed. 1=double walled containment, 2= containment heat removal system, 3= corium spreading area and IRWST, 4=4 train safe guard system. b.) plant cut-away of the APR1400 by KEPCO and (c) primary circuit [21].

3.5. SMR technologies under development

The target for the SMR deployment does not only focus on electricity production but also on process heat and water desalination. Even though the capital cost per installed MWh is in principle higher than the one LR's, the MSR's represent an attractive alternative to the LR's for some countries due to the following peculiarities:

- System simplification,
- compactness,
- modularity allowing for uprate the plant on one site by deploying multiple units,
- use of cheaper and more standardized construction techniques,
- reduction of the amount of used parts, and
- high availability and short outage times.

There is a vast variety on literature available on SMR's, [22-28]. One superior option voting for a SMR deployment is their potentially more robust safety performance by using simplified active and passive safety systems due to their lower volumetric power density.

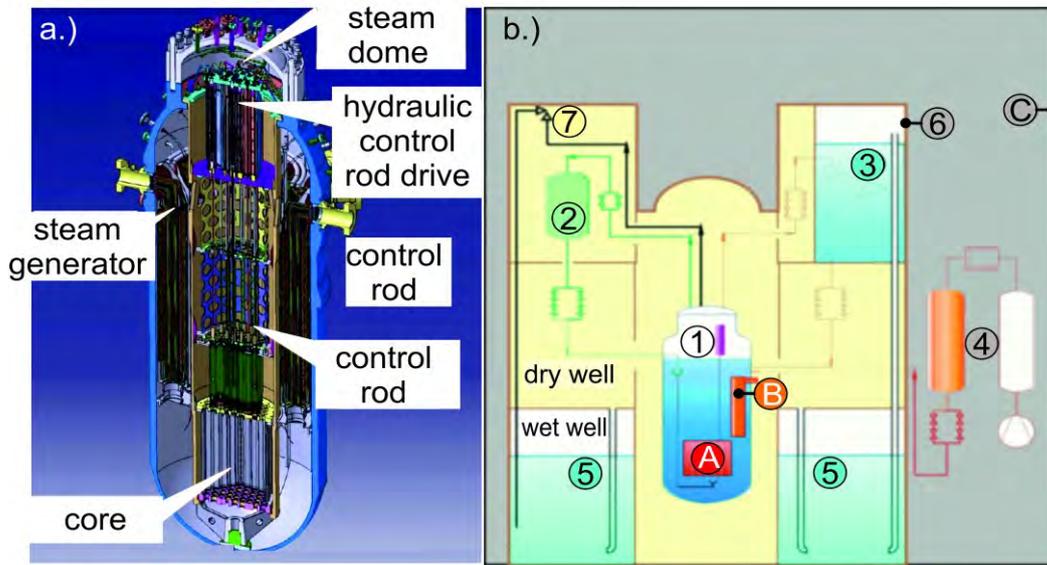


Fig. 13: (a) integral core design of the CAREM 25 reactor. CAREM 25 safety systems: 1=first shutdown system, 2=second shutdown system, 3=residual heat removal system primary system, 4=emergency injection system, 5=pressure suppression pool, 6=containment, 7=safety valves, A=core, B=steam generators, C=reactor building.

One example of a SMR currently erected in Argentina is the CAREM 25 (Central Argentina de Elementos Modulares), a 27MWe PWR based entirely on natural convection and a self-pressurized primary system with a nominal pressure of 12.25MPa. The CAREM reactor represents a so-called integral design, in which the steam generators are integrated within the reactor pressure vessel, as shown in figure 13a. The severe accident provisions are based on prevention by ensuring a long grace period of 3 days by autonomous systems without any intervention, mitigation measures to enable an in-vessel corium retention and passive autocatalytic recombiners (PAR) for hydrogen control. The CAREM plant layout is schematically illustrated in figure 13b.

4. Nuclear waste

4.1. Origin – volume and management strategies

In the public perception, the nuclear waste issue and its management are conceived as the major drawback of nuclear energy utilization. The major apprehensions are not only related to the time scales ensuring a safe confinement but also the concerns about radiotoxic consequences to be expected if the confinement is lost or unauthorized access to the disposal site. As mentioned in §2 of the Atomic Law, the nuclear energy utilization is a generation contract not only with respect to capital return time but also regarding the related waste generated during operation and fuel management including long-lived fission products and Minor Actinides and finally their decommissioning and disposal. The latter mentioned aspects require a closed and, moreover publically accepted waste management strategy consisting of a set of consecutive nuclear installations to be operated.

Which amount of masses and volumes are involved?

Figure 14 shows the change of the fuel composition of 17x17 Fuel assembly of a light water reactor after 3 full power years (fpy) with a mean burn-up of 33GWh/t. The major fraction of the FA still consists of U^{238} ($\approx 94.5\%$), which is unaffected, while the fissile U^{235} burned down to 0.73% and a minor fraction of U^{236} . About 3.41% is a set of are highly radio-active fission products such as Xenon or Cesium but also valuable constituents like Molybdenum with a short decay time. Driver for the major public concern are the Minor Actinides as e.g. Pu, Np, Am and Curium generated by neutron capture of Uranium.

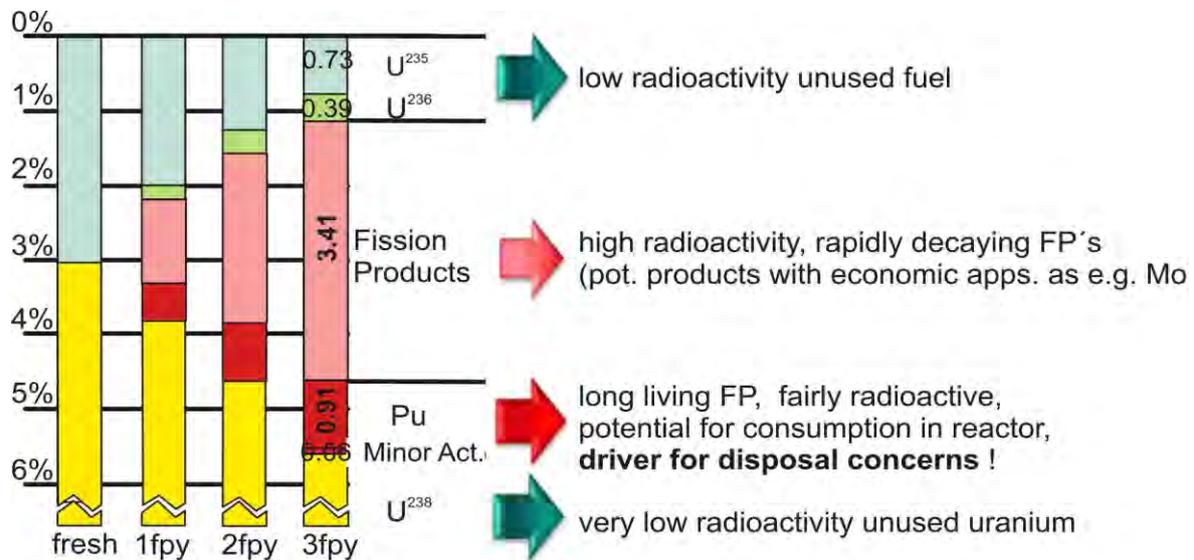


Fig. 14: Fuel composition change of a fresh 17x17 LWR FA during 3 full-power years of operation up to 33GWd/t.

Each year, nuclear power generation facilities worldwide generate about $2 \cdot 10^5 \text{ m}^3$ of low-level (LLW) and intermediate-level radioactive waste (ILW). Additionally, approximately 10^4 m^3 of high-level waste (HLW) including used fuel designated as waste are produced [29]. About 94% of the waste volume is LLW type and another 5.9% belongs to ILW. Although the HLW is less than 0.1% it contains about 95% of the total inventory of radioactivity [30].

A 1000 MW_{el} light water reactor (LWR) will generate approximately 200-350 m³ LLW and ILW waste per year. By fission and its products a NPP produces about 10 m³ (20-25 tons) of used fuel per year. This requires about 75 m³ disposal volume following encapsulation if it is entirely treated as nuclear waste. In case of a reprocessing of the spent fuel, the volume reduces dependent on the technology used by a factor of 10 to 30 (theoretically substantially more) meaning that about 3-7 m³ of vitrified waste in form of glass are the subject of nuclear waste disposal. Due to the heat generation, the glass pellets require about 28 m³ disposal volume in a dedicated canister [29]. The technological progress e.g. volume reduction techniques, abatement technologies, etc. as well as optimization of work flows, a substantial minimization of waste was achieved in the recent decades. Nonetheless, nuclear utilization poses a societal challenge since it demands a consistent and enduring waste management policy to ensure environmentally sound solutions preventing any hazard to both workers and general public. Even, abandoning the nuclear energy option for electricity generation, there is a need to preserve the knowledge related to ionizing radiation, radiation physics, radioisotopes, etc. due to the large application of nuclear technology in areas not related with electricity generation such as medical diagnostic, automation and control, water treatment, etc. Moreover, one should relate the numbers of NPP waste production to that of a coal fired power plant of the same size, which produces aside from CO₂ about $4 \cdot 10^5$ tons ash a year containing heavy metals such as As, Cd, Hg, Pb or Thallium [31], requiring an adequate storage.

The nuclear waste in Germany is continuously monitored by the Bundesministerium für Strahlenschutz (BfS) [32]. The expected amount of nuclear waste to be conditioned in the future in intermediate and final repository is also well known and any time quantifiable.

Summarizing one can state that irrespective of societal decision taken, nuclear energy utilization requires reprocessing, conditioning and transportation to a safe confinement. All these processes are oversight by the regulatory body according to the national nuclear regulations. Regarding the waste disposal, there are several options feasible either in the temporal and the spatial frame, necessitating societal acceptance and simultaneously matching safety constraints. Regarding the temporal time window, the choice is at first an intermediate storage deciding in request further re-processing options or an ultimate solution by vitrification of the entire inventory. With respect to the spatial solution options, there are on the one hand near soil storage solutions but requiring as drawback permanent access control and confinement integrity and on the other hand deep underground disposals with or without an access option demanding also an analysis for a long term safe confinement.

4.2. Transmutation and Generation-IV

In the view of the nuclear waste generation and their interrelated issues, the utilization solely of light water reactors will lead to an accumulation of the minor actinides (MA) such as Americium, Curium, Neptunium and also Plutonium. The energy released by the fission of Plutonium can be recovered by means of a fast spectrum reactor allowing for a sustainable use of uranium resources. This potential has been identified quite early several decades ago. In May 2001 under the lead of the United States Department of Energy, the Generation IV international forum (GIF) has been founded. The top level requirements postulated by GIF for the Gen-IV reactors are: sustainability (meaning transmutation capability), enhanced economics (lower life cycle costs), improved safety (low probability or even absence of any off-site emergency measures) and non-proliferation. This GIF initiative currently consists of 12 countries. The EU is involved by cooperations within international frameworks such as the IAEA's International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles (INPRO) or within the Europe the Sustainable Nuclear Energy Technology Platform (SNETP).

One of the major aspects for the fast spectrum reactors is their transmutation capability. Transmutation hereby describes the transfer of radionuclides by neutron induced fission or neutron capture into another element as illustrated in figure 15. By dedicated design measures, fast spectrum reactor systems are therefore able either to breed fissile material or to destruct fissile minor actinides. One of the drawbacks of the fast reactor systems is that they require a dedicated fuel cycle incorporating a dedicated fuel fabrication and specific fuel reprocessing plant, which intrinsic implies a nuclear logistics system.

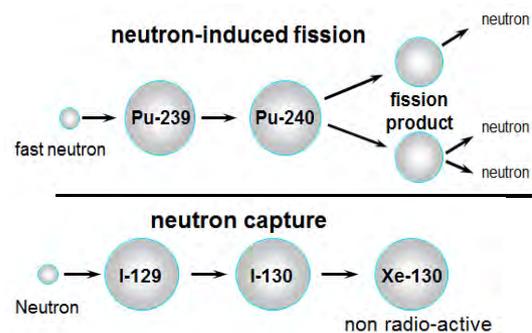


Fig. 15: Transmutation of nuclei by fission of fast neutrons (top) or by neutron capture (bottom).

Figure 16 depicts such a potential fuel cycle including partitioning and transmutation. As clearly seen, each conversion process causes losses and naturally also the presence of a temporary storage so that a final repository cannot be prevented. However, anticipating such an option would require a substantially reduced volume of temporary storage and final repository and additionally it will considerably reduce the radioactive inventory, the total radiotoxicity and also the time scales for mandatory monitoring [33].

Of course, the implementation of a “new fuel cycle “ especially in countries like Germany targeting for an exit of nuclear causes concerns. Therefore, a detailed study has been conducted in the context of the German Academy of Sciences (ACATECH) investigating not only technological aspects or potential hazards including man made but also societal concerns and the boundary conditions to be set or at least to be prepared. One major aspect is that not only national scenarios but also mixed options considering countries continuing nuclear energy

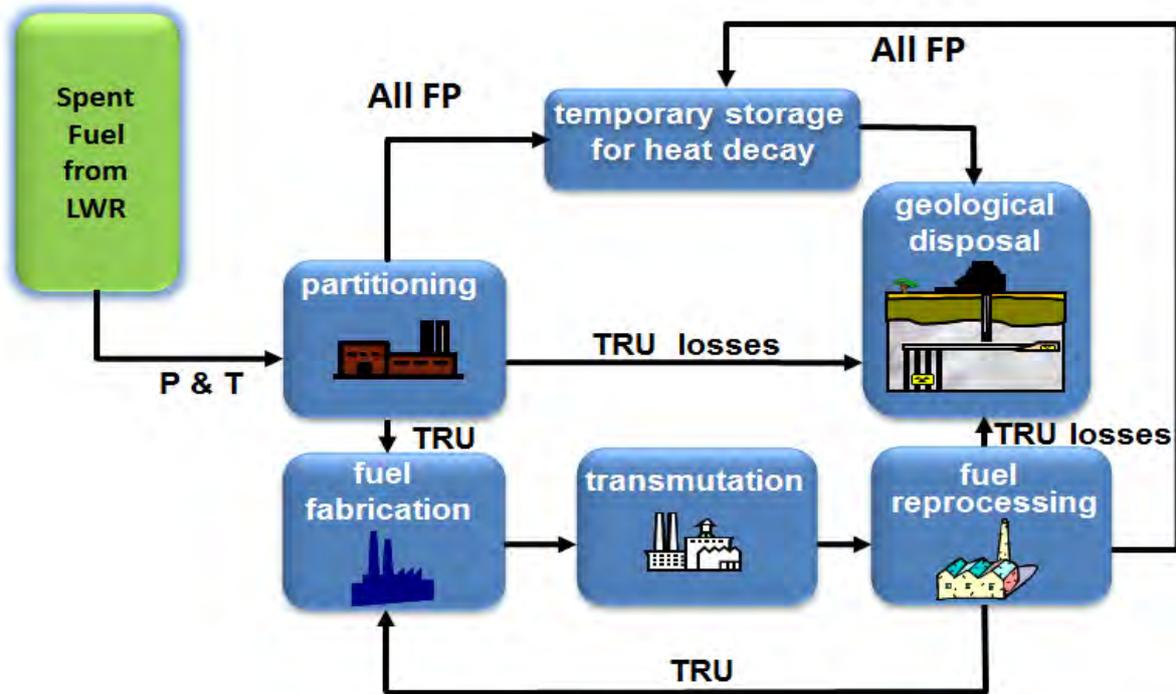


Fig. 16: Potential fuel cycle required for transmutation of minor actinides (FP=fission product, TRU=Transuranic elements, P&T=Partitioning and Transmutation).

utilization and countries exiting nuclear energy generation have been studied. Independent of the P&T scenario anticipated, a full destruction of the long lived fission products is a one century enterprise. Mandatory for such P& T option is in any case the use of fast spectrum systems.

4.3. Fast spectrum generation IV reactors

Nearly all reactor types considered in the context of Gen-IV initiative are fast spectrum systems matching to a large extent the requirements postulated in the Gen-IV roadmap. The most mature in this context are sodium-cooled fast reactors (SFR) or lead cooled fast reactors (LFR) currently considered in the worldwide development as to be the viable reactor types, since at least for the SFR a considerable operational experience has been gained in the last four decades in several countries worldwide. The SFR is considered by the public rather critically since these reactors were designed in the past either as equilibrium systems for producing as much fissile materials as they consume (sustainability) or, during the cold war, even with the intention of producing (“breeding”) a Plutonium stockpile. But, by dedicated design and fuel composition means, SFRs are also able to transmute long-living fission products. A cross-sectional cut as well as photographs of the erection of a SFR in India shows figure 17a. To allow for a high core safety similar to LWR’s the amount of MA in the fuel shall not exceed 2-5%. In any case SFRs are fast “critical” systems in contrast to so-called accelerator driven systems (ADS), in which MA can be burned. These ADS Systems, which most prominent example is the MYRRHA reactor [33] are so-called sub-critical reactors, which are externally triggered by a proton beam accelerator. The protons generate in the target the neutron

source, see figure 17b. By design, the core enveloping the target is sub-critical so that the power decays in case of a loss of the beam or a beam shut-down.

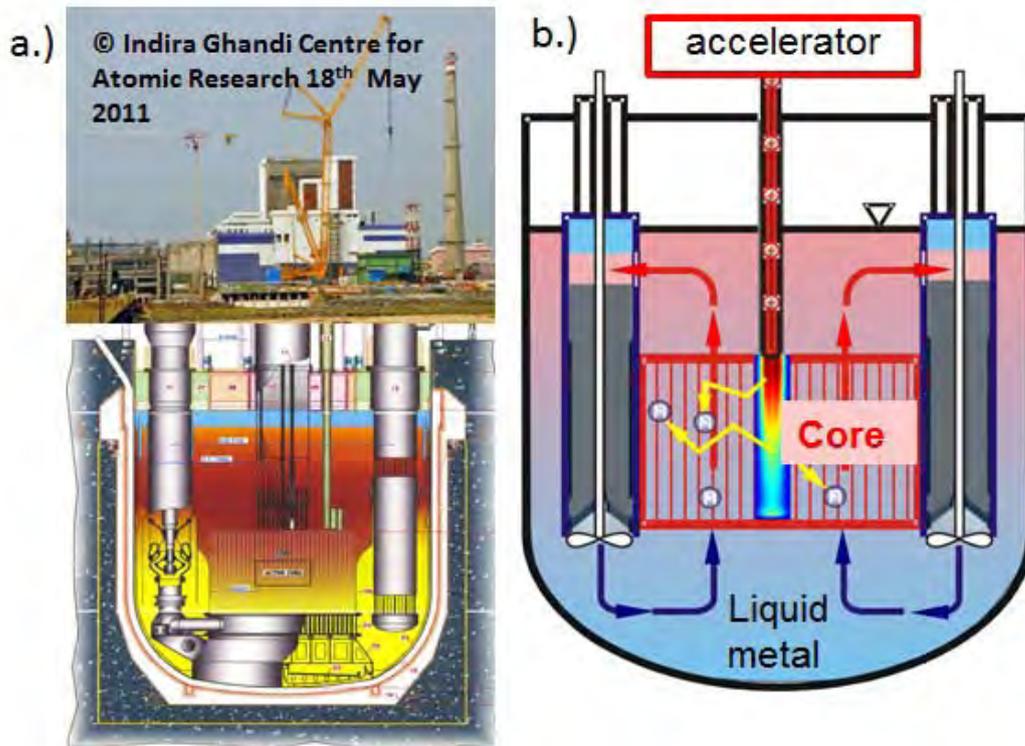


Fig. 17: (a) Sodium cooled fast reactor currently erected in India and core cross-section. (b) Schematic cross-sectional cut of a eutectic PbBi cooled sub-critical ADS reactor developed at SCK-CEN, Belgium.

5. Summarizing comments

Nuclear energy utilization represents still a substantial part of the worldwide electricity production, mainly generated by generation II power plants. Nuclear energy production is pursued in numerous countries mainly in Asia as a long term electricity production backbone ensuring fossil fuel independence. As a consequence, most reactors currently deployed are large scaled light water reactors of the generation III rather than SMR's which would fit better in a dispatched organized grid. The development of these generation III reactors benefitted considerably from the scientific progress especially with respect to their safety performance not only for the design basis but also with respect to the beyond design basis accidental behaviors and measures now already integrated in the design. The fundamentals of this safety performance gain are changes in the safety culture by the internationalization through all nuclear interest holders, as science, industry, technical survey organizations and governments in the last two decades. Irrespective of the further energy utilization nuclear is a generation contract. Hereby, the waste management, the processing and the logistics play an essential role, demanding a continuous monitoring and a sensible long-term oriented technological planning complemented by public acceptance. The amount of nuclear waste and its volume is small compared to the ones of conventional fossil based energies. In this context, partitioning and transmutation in fast spectrum reactors offers a credible option to minimize the burden on future generation either by national efforts or integrated in a regional context. Independent of the societal decision on the future use of nuclear fission for energy production, the development of education in nuclear engineering must persist of vital interest to an industrialized

country like Germany to assure not only a credible nuclear safety assessment capability but also further investigations to tackle the technical and scientific challenges related to the final disposal of nuclear waste, which is still far ahead of us.

Acknowledgements

The authors thank for the support of numerous colleagues of the program nuclear safety of the Karlsruhe Institute of Technology for providing material.

Literature

- [1] <http://www.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/WorldTrendinElectricalProduction.aspx>; on 6th March 2014.
- [2] <http://world-nuclear.org/Information-Library/> on 6th March 2014.
- [3] http://ec.europa.eu/energy/nuclear/index_en.htm on 10th March 2014
- [4] Szynol, K., The German Energiewende from a central European perspective, ATW-Int. J. Nuc. Power, 3/2014, p.152ff
- [5] http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html . 5th March 2014.
- [6] M.D. Carelli, P. Garrone, G. Locatelli, M. Mancini, C. Mycoff, P. Trucco, M.E. Ricotti, 2010, Economic features of integral, modular, small-to-medium size reactors. Prog. in Nuc. Energy 52(4), 403–414
- [7] IAEA –TECDOC-1652, 2010, Small Reactors without On-site Refuelling: Neutronic Characteristics, Emergency Planning and Development Scenarios, ISBN 978-92-0-106810-1.
- [8] IAEA-Nuclear Energy Series, 2009, Design Features to Achieve Defence in Depth in Small and Medium Sized Reactors, STI/PUB/1399; ISBN 978–92–0–104209–5.
- [9] European Utility requirements (EUR), 2014, <http://www.europeanutilityrequirements.org/Welcome.aspx> and documents therein.
- [10] WENRA, 2014, Report on Safety of new NPP designs; published by Reactor Harmonisation Working Group (RHWG), Aug. 28, 2013, 11:17 a.m.
- [11] IAEA-Safety Standard Series, 2009, NS-R-1- Safety of nuclear power plants: design, updates to find on <http://www-pub.iaea.org/mtcd/publications/ResultsPageSSS.asp>
- [12] Perez-Manes, J., 2013, Development of CFD Thermal Hydraulics and Neutron Kinetics Coupling Methodologies for the Prediction of Local Safety Parameters for Light Water Reactors, PhD-Thesis, KIT
- [13] M. Calleja, J. Jimenez, U. Imke, V. Sanchez, R. Stieglitz, José J. Herrero, R. Macián; Implementation of hybrid simulation schemes in COBAYA3/SUBCHANFLOW coupled codes for the efficient direct prediction of local safety parameters Review Article. Annals of Nuclear Energy, Volume 70, August 2014, Pages 216-229.
- [14] Ivanov, A., current PhD at KIT
- [15] A. Ivanov, V. Sanchez, R. Stieglitz, K. Ivanov, 2014, Internal multi-scale multi-physics coupled system for high fidelity simulation of light water reactors, Annals of Nuclear Energy, 66,104–112.
- [16] IAEA, 2009, Passive Safety Systems and Natural Circulation in Water Cooled Nuclear Power Plants, IAEA-TECDOC-1624, ISBN 978–92–0–111309–2.

- [17] <http://westinghousenuclear.com/New-Plants/AP1000-PWR/Safety> and documents cited there; looked up on Sept 19th 2014.
- [18] W. Kröger, 2011, Safety of nuclear power plants, ETH-Spring-Seminar.
- [19] Tsvetkov, 2011, ISBN 978-953-307-507-5
- [20] AREVA, 2014, <http://www.aveva.com/EN/operations-1740/epr-overview-built-for-safety.html>, download on 27th March 2014.
- [21] Korea Electric Power Company, Overseas Nuclear Projects Development Department, 2014, APR-1400 Design Description, available @ www.kepco.co.kr / www.apr1400.com.
- [22] OECD, 2011, Current Status, Technical Feasibility and Economics of Small Nuclear Reactors – OECD/NEA – Nuclear Development – June 2011
- [23] IAEA, 2005, Status of innovative small and medium sized reactor designs. IAEA TECDOC-1485.
- [24] Status of small and medium Sized Reactors Designs – September 2011– A supplement to the AIEA Advanced Reactors Information System (ARIS) - <http://aris.iaea.org>
- [25] K. Hibi, H.Ono, T. Kanagawa, 2004, Integrated modular water reactor (IMR) design — Nuc. Engng. Des. Design 230, 253–266.
- [26] The SMART Reactor - 4th Annual Asian-Pacific Nuclear Energy Forum - 2010. 6. 18-19
- [27] VBER-300 (VBER-300) - IAEA -6 Status Report for Advanced Nuclear Reactor Designs - Report 66
- [28] Westinghouse Small Modular Reactor Nuclear – Proceedings of ICAPP’12 – papers 12248, 12253, 12250 and 12157.
- [29] IAEA,2014, <http://www.iaea.org/Publications/Factsheets/English/manradwa.html>, called 29th March 2014.
- [30] Department of Energy and Climate Change (DECC) and the Nuclear Decommissioning Authority (NDA), Radioactive Wastes in the UK: A Summary of the 2010 Inventory.
- [31] O. Rentz; Ch. Martel, 1998, Analyse der Schwermetallströme in Steinkohlefeuerungen– Einfluss der Kohlesorte und des Lastzustandes, Förderkennzeichen: PEF 4 96 001
- [32] Bundesministerium für Strahlenschutz, 2012, <http://www.bfs.de/de/endlager/abfaelle/abfallbestand.html> and related pages .
- [33] O. Renn, 2013, Partitionierung und Transmutation - Forschung – Entwicklung – Gesellschaftliche Implikationen, Projektbericht vom 22.10.201 3 Förderkennzeichen GESI 2012A und GESI2012B Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) und Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi).
- [34] MYRRHA, 2014, MYRRHA- Multi-purpose hybrid research reactor for high-tech applications. <http://myrrha.sckcen.be/> and related pages taken 31st March 2014.

Prof. Dr. Robert Stieglitz, Prof. Dr. Joachim Knebel, Dr. Walter Tromm, Karlsruhe Institute for Technology (KIT), Hermann-v. Helmholtz-Platz 1, D76021 Karlsruhe; robert.Stieglitz@kit.edu; joachim.knebel@kit.edu; walter.tromm@kit.edu

Trägheitsfusion – Stand der Forschung

Markus Roth, Technische Universität Darmstadt

1. Einleitung

Energie aus kontrollierter Fusion von Wasserstoff zu gewinnen, ist ein seit langem verfolgtes Ziel der Physiker. Die nahezu unbeschränkten Ressourcen, die große Energiedichte und die im Vergleich zur Spaltung fehlenden Gefahren und Endlagerprobleme sind eine starke Motivation für die Forschung.

Um mehr Energie zu gewinnen als aufgewandt werden muss, müssen genügend Reaktionen stattfinden (Break-Even). Die Hauptrichtung der Forschung hat sich bislang auf den Einschluss des Plasmas durch Magnetfelder konzentriert. Bei diesem Verfahren soll ein dünnes Plasma lange brennend gehalten werden.

Dem gegenüber verfolgt die Trägheitsfusion einen anderen Ansatz: Wenn ein Treiber – das sind heute Laser – die Oberfläche eines kleinen Kügelchen, das mit Wasserstoff gefüllt ist, so erhitzt, dass durch den zentripetalen Rückstoß der einsetzenden Ablation der Wasserstoff bis auf das Tausendfache seiner Dichte komprimiert und dadurch bis auf mehr als 100 Millionen Grad erhitzt wird, verschmelzen Deuterium und Tritium zu Helium und es werden 17,6 MeV Energie pro Reaktion freigesetzt. Bei ausreichender Dichte und Temperatur ist die Reaktionsrate so hoch, dass eine sich selbst verstärkende Brennweite durch das Wasserstoffplasma läuft, die in der kurzen Zeit, in der die Massenträgheit den Wasserstoff zusammenhält, mehr Energie erzeugt, als vorher in den Treiber gesteckt wurde. Weil die Atome nur aufgrund ihrer Massenträgheit lange genug zusammenbleiben, nennt man diese Art der Fusion Trägheitsfusion. Das Prinzip ist vergleichbar mit dem eines Dieselmotors. Brennstoff wird komprimiert und erhitzt sich dabei, bis er zündet und in der anschließenden Brennweite genug Energie freigesetzt wird, um den Kolben anzutreiben.

2. Trägheitsfusion (ICF)

Die Trägheitsfusion (ICF)[1] ist also ein gepulstes Verfahren, bei dem der Brennstoff für jeden Zyklus eingebracht, komprimiert und gezündet wird. Dieser befindet sich dabei im Inneren einer ca. 2 mm großen Kapsel. Um eine symmetrische Kompression zu erreichen, muss die Kapsel homogen von allen Seiten erhitzt werden. Dies wird direkt mittels einer großen Zahl (ca. 200) Laserstrahlen, die synchron und gleichmäßig verteilt auf die Kapsel treffen, versucht oder indirekt, mit weicher Röntgenstrahlung in einem Hohlraum, der die Kapsel wie ein Ofen umgibt. Dabei treffen Laserstrahlen durch zwei axial gegenüberliegende Eintrittslöcher auf die Innenseite des Hohlraums, wo sie die Oberfläche so stark erhitzen, bis ein Plasma entsteht, das die erforderliche hochintensive homogene, thermische Strahlung bewirkt. Bei den hohen Temperaturen liegt das Maximum dieser Strahlung im Röntgenbereich. Solche lasererzeugten Plasmen gehören zu den intensivsten Röntgenquellen auf der Erde und sie können nicht nur für die Kompression der Targetkapsel sondern auch z.B. für deren Röntgendiagnostik – aber auch für andere diagnostische Zwecke - eingesetzt werden. Die Dauer des Röntgenpulses entspricht dabei der Dauer des heizenden Lasers und kann daher auf das zu untersuchende Objekt angepasst werden. Das von der Röntgenstrahlung – also indirekt vom Laser - ablatierte Plasma strömt mit vielen Kilometern pro Sekunde von der Oberfläche der bestrahlten Materie ab. Wie bei der direkten Trägheitsfusion erzeugt der zentripetale Rückstoß eine Schockwelle, die tief in das Target eindringt und es komprimiert und aufheizt.

Die indirekte Fusion, bei der die Laserstrahlung erst in Röntgenstrahlung verwandelt wird, führt zu einer besseren Homogenität der Implosion, bedingt jedoch erheblichen Verlust an Leistung durch die Konversion von Laserphotonen in Röntgenphotonen.

Ein wichtiger Punkt bei der Kompression ist, zu vermeiden, dass der Brennstoff nicht schon durch Stoßwellen vorgeheizt wird, bevor die eigentliche Kompression erfolgt. Dafür muss ein spezielles zeitliches Intensitätsprofil der treibenden Röntgenstrahlung bewirkt werden, das die Kompression möglichst sanft mit nur schwachen Schockwellen einleitet. Bei optimalen Bedingungen kann das ursprüngliche gefrorene Gemisch aus Deuterium und Tritium in der Targetkapsel als Plasma die 1000fache Festkörperdichte erreichen. Bei korrektem zeitlichen Profil der aufeinander folgenden Schockwellen überlagern sich diese im Zentrum und komprimieren und heizen es auf Zündbedingungen ($T \approx \text{keV}$) auf. Das Produkt der einsetzenden Fusionsreaktionen sind hochenergetische α -Teilchen, deren Energie in dem komprimierten Kern des Targets absorbiert wird. Dadurch wird weiterer Brennstoff auf Fusionsbedingungen erhitzt, so dass eine Fusions-Brennwelle entsteht, die sich schneller ausbreitet, als der wegen seiner Masse träge Brennstoff radial beschleunigt entweichen kann: das Plasma zündet und heizt sich selbst weiter auf (Selbtheizung).

Bei der Zündung eines einzelnen Targets erwartet man bis 200 MJ an Fusionsenergie. Um eine ausreichende quasikontinuierliche Energieerzeugung zu erreichen, müssen die Zündungen der mittels eines Targetinjektors stets neuen im Laserfokus positionierten Targetkapseln bei direkter Fusion (bzw. Hohlräumen mit Targetkapseln bei indirekter Fusion) – mit einer Frequenz von 15 – 20 Hz kontinuierlich ablaufen.

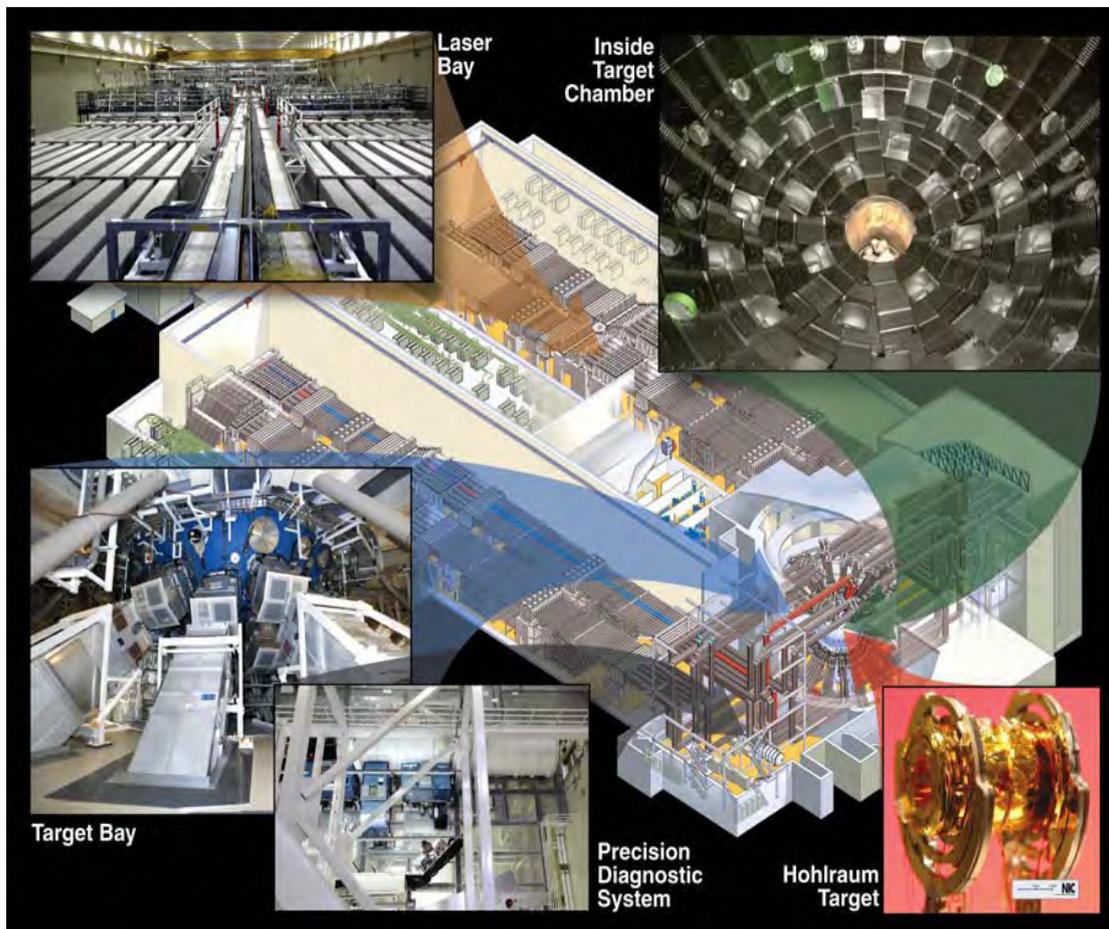


Fig. 1: National Ignition Facility¹

3. National Ignition Facility – das derzeit führende Experiment

Das derzeit größte und leistungsstärkste Experiment ist die National Ignition Facility (NIF) am Lawrence Livermore National Laboratory in Kalifornien. NIF kann theoretisch alle zwei Stunden ein Experiment durchführen, da die Laserverstärker vor dem nächsten Schuss abkühlen müssen. In der Praxis ist die Repetitionsfrequenz für ICF Experimente wesentlich geringer. Allerdings stammt die Neodym-Glas Lasertechnologie der NIF aus den siebziger und achtziger Jahren. Heute sind Treiber mit moderner Laser- und auch Ionenstrahltechnologie mit ausreichend großen Repetitionsraten möglich. Zukünftige Experimente für die Trägheitsfusion sollen auf bis zu 20 Hz ausgelegt werden, womit die Leistung eines Großkraftwerkes erreicht werden könnte. Erste geeignete Laser werden gegenwärtig entwickelt und ein Prototyp eines Targetinjektors wird getestet.

Die ICF-Experimente starteten 2009 mit der Fertigstellung von NIF. Mit dieser gewaltigen Laseranlage werden Grundlagenforschung auf dem Gebiet extrem hoher Energiedichten in Materie, Forschungen zur Sicherung des nuklearen Arsenal (Stockpile Stewardship) und Forschung zur ICF verfolgt. Die Laseranlage von der Größe zweier Fußballfelder umfasst 192 Laserstrahlen mit einem Querschnitt von je $40 \times 40 \text{ cm}^2$ und einer Leistung von 500 TW. Jeder Laserpuls kann dabei in seinem zeitlichen Profil präzise geformt werden. Ursprünglich für eine Energie von 1,6 MJ geplant, erreicht NIF inzwischen regulär Energien bis 1,9 MJ.



Fig. 2: National Ignition Facility².

4. Gegenwärtiger Stand und Probleme

Bislang wurde das Ziel der Zündung verfehlt. Die experimentellen Ergebnisse weichen deutlich von den auf Berechnungen fußenden Vorhersagen ab. Der sogenannte „Yield over Simulated“, also die experimentelle Ausbeute gegenüber den Berechnungen lag nur bei ca. 15 %. Bei der außerordentlichen Präzision sowohl des Lasers als auch der Herstellung der Targets stellt sich also die Frage nach der Ursache.

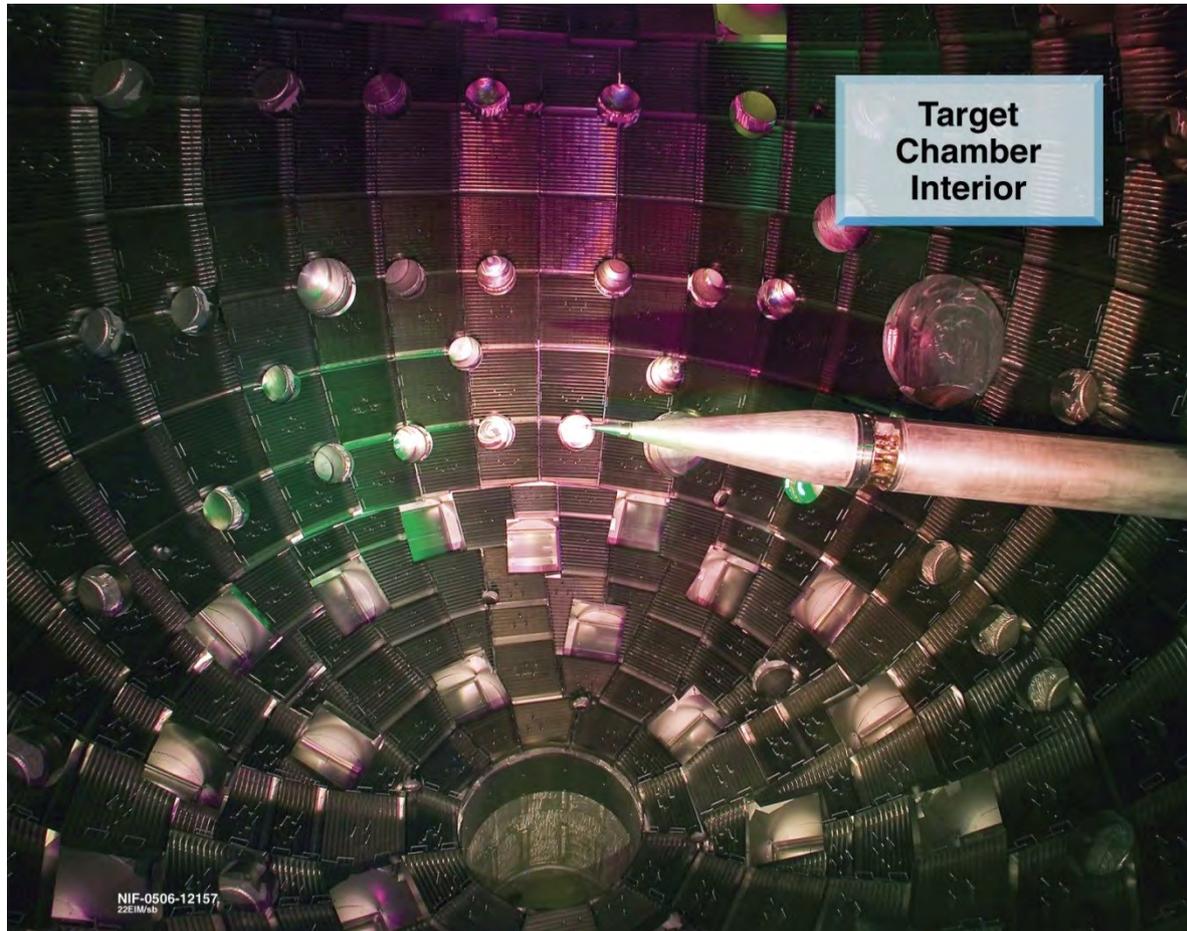


Fig. 3: Targetkammer NIF²

Ein wichtiges Problem wurde im „Material-Mix“, also der unsymmetrischen Vermischung von Targetbrennstoff mit demjenigen der aus verschiedenen schweren Materialien aufgebauten Hülle der Targetkapsel identifiziert: durch geringfügige Inhomogenitäten zu Beginn der Implosion wurden sogenannte Rayleigh-Taylor Instabilitäten getrieben, die deutlich schneller anwuchsen als zuvor erwartet.

Um dieses wichtige Problem zu isolieren und zu identifizieren, wurde 2013 die sogenannte „High-Foot“-Kampagne gestartet [2]. Durch eine höhere Leistung gleich zu Beginn des Laserpulses wurde zwar eine höhere Temperatur in Kauf genommen (gleichbedeutend mit einer geringeren Endkompression und damit dem Verzicht, Zündung zu erreichen), aber, wie erhofft, eine Homogenisierung der Implosion erreicht.

Diese experimentelle Kampagne war sehr erfolgreich. Als Maß für den Erfolg dient die bei der Implosion gemessene Neutronenzahl. Neutronen aus den Fusionsprozessen geben Aufschluss über die Menge an umgesetztem Brennstoff. Dabei erlaubt die Messung des Verhältnisses der räumlichen Verteilung der in den Fusionsreaktionen freigesetzten

Neutronen zu derjenigen der im umgebenden Brennstoff gestreuten Neutronen einen Einblick in Form und Lage des „Hot-Spot“, also des Bereiches mit höchster Dichte und Temperatur im Target.

Bei den inzwischen veröffentlichten Ergebnissen der „High-Foot“ Experimente [3] betrug die aus den Fusionsreaktionen freigesetzte Energie ca. 17 kJ. Diese Energie muss mit der eingesetzten Energie in Relation gesetzt werden. Da es sich um Grundlagenexperimente handelt, ist hier weder die Energie des Lasers (1,8 MJ) noch die „Energie aus der Steckdose“ (200 - 300 MJ) gemeint, sondern die vom Lasertreiber am Ende des Prozesses verbliebene Energie im Brennstoff. Diese beträgt in diesen Experimenten ca. 7 – 10 kJ, also weniger als die erzeugte Fusionsenergie, was als Erreichen des „Scientific Break Even“ bezeichnet wird.

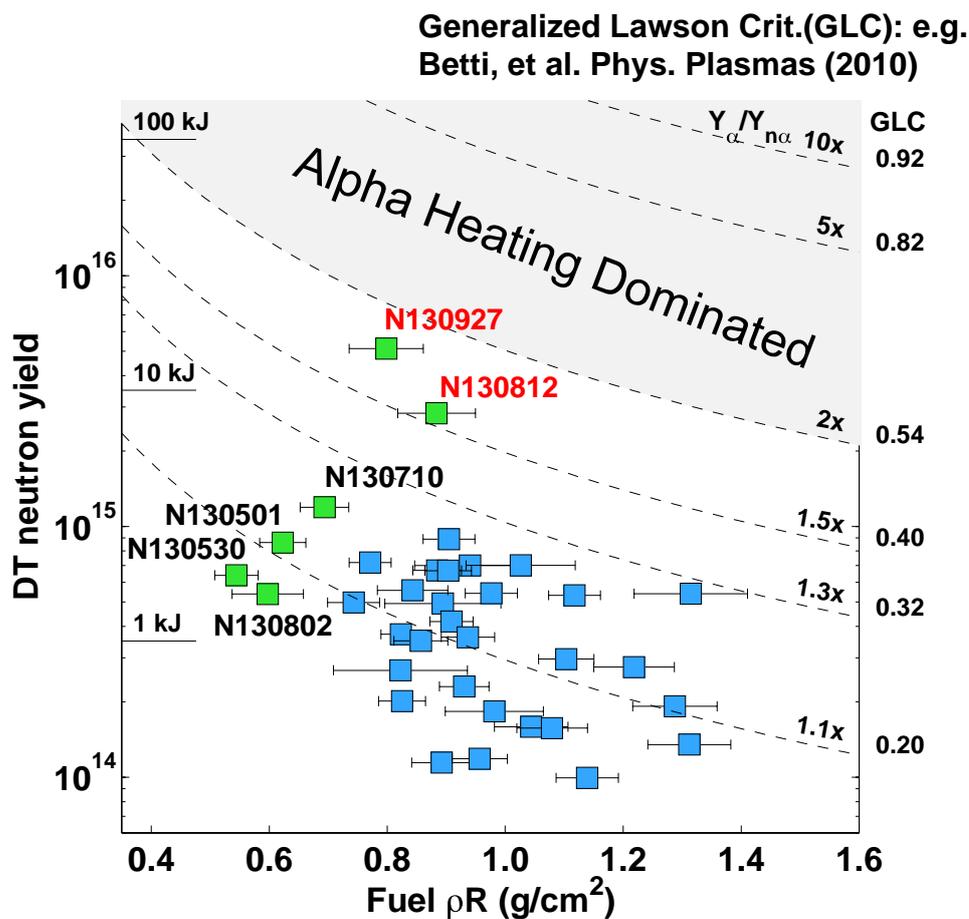


Fig. 4: Neutronenausbeute gegen Brennstoffkompression. Bild: O.A. Hurricane et al., APS Conference 2013, Lawrence Livermore National Laboratory

Der Erfolg der Experimente liegt also (noch) nicht in dem Erreichen eines für die Nutzung von Fusionsenergie relevanten Ergebnisses, selbst bis zur Zündung ist es noch ein weiter Weg. Dennoch ist ein bedeutender Schritt auf diesem Weg gemacht worden:

1. Zum ersten Mal stimmen die Berechnungen mit den Experimenten zu mehr als 90% überein. Das Problem des Material-Mix wurde identifiziert und deutlich besser verstanden; ein Aufbrechen der Targetkapsel und eine Vermischung des Brennstoffes mit dem schweren Material der Kapsel konnte unterdrückt werden. Auch die Symmetrie der Implosion konnte besser kontrolliert werden.

- Die Energie aus der α -Teilchen-Heizung hat zum ersten Mal signifikant zur Energiebilanz beigetragen. Zwar war der „Zündfunke“ nicht stark genug, um eine Brennwellen zu erzeugen, d.h. der ihn umgebende Brennstoff konnte nicht genügend komprimiert werden. Da aber die Energieausbeute exponentiell der Zahl der α -Teilchen (dem Trigger der Brennwellen) folgt, werden zukünftige kleine Steigerungen der Selbstheizung große Auswirkungen auf die resultierende Energiebilanz haben.

Die mitgeteilten Ergebnisse der Experimente sprechen von bis zu 6×10^{15} Neutronen gegenüber 8×10^{14} bei Schüssen der früheren Kampagne. Ab einer Ausbeute von 10^{16} Neutronen/Puls kann man vom wesentlicher α -Teilchen-Heizung sprechen.

5. Wie kann es weitergehen?

Die Frage lässt sich gegenwärtig nur grob beantworten. Ein weiteres Experiment im Januar 2014 ergab 9×10^{15} Neutronen, eine Energie von 27 kJ und damit eine Steigerung der Fusionsausbeute gegenüber den zuvor veröffentlichten Ergebnissen [3].

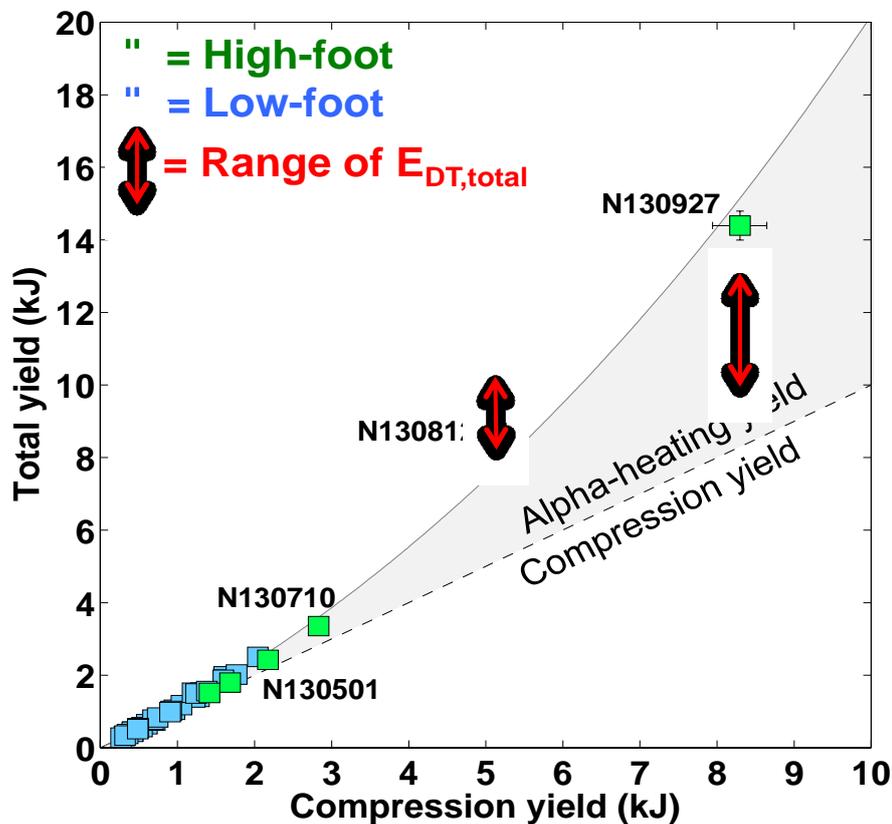


Fig. 5: Energie der Kapsel gegen Kompression. Der Einfluss der α -Teilchen-Heizung ist gut zu erkennen. Nicht eingetragen das Experiment von 20.1.2014 mit 26 kJ. Bild: O.A. Hurricane et al., APS Conference 2013, Lawrence Livermore National Laboratory

Zurzeit wird ein Szenario für einen optimierten Kompromiss mit Stabilität gegen RT-Instabilitäten und möglichst niedriger Entropie berechnet. Darüber hinaus könnte die Kapsel aus Diamant anstelle Plastik gefertigt sowie die Hüllendicke der Kapsel verringert werden. Ein neues Hohlraumdesign soll Konversionsverluste minimieren (Rugby-Hohlraum). Daneben gibt es Ideen zum Einsatz von lasergetriebenen Magnetfeldern, dem Übergang zu

einer größeren Wellenlänge des Lasers (NIF hat bei 532 nm 5 MJ Energie) oder dem Einsatz eines zusätzlichen Lasers als externen Zünder (Fast-Ignition).

Für zukünftige Planungen, jenseits von NIF und Grundlagenexperimenten, wird nicht mehr auf Technologie zurückgegriffen werden, die aus den 1970er Jahren stammt. Der Einsatz Dioden-gepumpter oder Faser-Laser sollte nicht nur die Konversionseffizienz um einen Faktor 50 erhöhen sondern auch erlauben, Repetitionsraten von 20 Hz und mehr zu erreichen [4].

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die gegenwärtigen Ergebnisse von NIF, soweit sie auch noch vom letztendlichen Ziel entfernt sind, von großer Tragweite sind, weil ein deutlicher Fortschritt im Verständnis der hochkomplexen Plasmaphysik der Trägheitsfusion erzielt wurde.

Literatur

- [1] J. Nuckolls et al., NATURE, **239**, p. 139 (1972)
- [2] T.R. Dittrich et al., Physical Review Letters, **112**, p.55002 (2014)
- [3] O. A. Hurricane et al., NATURE, **506**, p. 343 (2014)
- [4] A. Bayramian et al., Fus. Sci. & Tech. **52**, Vol. 3, p. 383 (2007)

Abbildungen:

Fig. 1: Mit freundlicher Genehmigung: C. Bibeau et al., Laser Focus World, 21. April 2006

Fig. 2 und 3: Lawrence Livermore National Laboratory

Prof. Dr. Markus Roth, Laser- und Plasmaphysik, Technische Universität Darmstadt, Schlossgartenstraße 9, D-64289 Darmstadt

Energy-level & electronic-coupling fluctuation control of biomolecular and small-molecule charge transfer reactions

Spiros S. Skourtis, Department of Physics, University of Cyprus

1. Introduction

Molecular charge transfer reactions, electron or proton, are intricately connected with a large number of chemical and biological processes and phenomena [1-16]. The interest in the study of molecular charge transfer reactions is largely due to their central roles in energy science technologies, in the molecular electronics, catalysis, and biosensor fields and, importantly, in bioenergetic and cellular control processes [3-5]. The significance of molecular and biomolecular charge transport is reflected in the fact that five Nobel prizes have been given to nine scientists for research in related fields of chemistry and biology (Mitchell (1978), Taube (1983), Deisenhofer-Huber-Michel (1988), Marcus (1992), Boyer-Walker-Skou (1997)).

Molecular charge transfer reactions are controlled by rare events and their physics is rich. These reactions take place in media that are dynamic and also responsive to the location of the charge ($\pm|e|$ changes in charge cause significant perturbations in molecules). Of particular interest are reactions in biomolecular charge transport processes that take place in extensive biomolecular assemblies. These molecular assembly systems comprise much of the underlying machinery of bioenergetics, of biomolecular catalysis, and of cellular control. They are designed to transport charge over large distances at specific rates and in appropriate directions for cell function. A fascinating question is how such complex molecular systems use rare events to control their charge transport performance. In the following I concentrate on electron (hole) transfer reactions with emphasis on biomolecular assembly systems which often perform “long-distance” electron transfer mediated by electron tunneling steps.

2. Biological electron transfer chains

One of the most studied bioenergetic processes is photosynthesis [4,5]. It involves the conversion of light energy into chemical bonds ($\text{ADP} \rightarrow \text{ATP}$). This conversion takes place in the intricate thylacoid cell membranes of leaves that contain extensive assemblies of antenna molecules, of electron donating (D) and accepting (A) groups embedded in membrane proteins, and of proteins that can convert ADP to ATP (ATPases). Following light absorption by the antenna molecules, the captured light energy is transferred (by exciton transfer) to an initial electron D group in the photosynthetic reaction center. The excitation of the initial D group initiates a sequence of D-to-A electron transfer steps along the cell membrane's D/A groups (fig. 1). These steps are coupled to proton transfer across the membrane. The final result of photoinduced electron transport coupled to proton transport is a proton gradient across the cell membrane which is used by the ATPase proteins to produce ATP from ADP.

A molecular assembly of electron D and A groups embedded in proteins that performs a sequence of D-to-A electron transfer steps is often called a biological electron transfer chain (fig. 1). At the membrane (coarse grained) level it can be viewed as a kinetic network comprised of forward and backward electron transfer rates between adjacent D_i and A_i centers. D_i and A_i are often metal atoms embedded in protein but they can also be small organic molecules. The locations of D_i and A_i with respect to each other and with respect to the membrane surfaces are not random because the electron transfer steps must couple to proton transfer events from one side of the membrane to the other [2-5].

Electron transfer chain control takes place at (1) the assembly architecture level (which determines how electron transport along the chain couples to other processes such as exciton and proton transfer on either sides of the membrane), ii) at the single molecule level of individual rates in the assembly kinetic network (which determines the rate-limiting steps and how long the electron or hole stays in a given location). The rates of the component electron transfer steps usually range from $(\text{psec})^{-1}$ to $(\text{msec})^{-1}$ depending on the D and A moieties and the molecular structures involved. Thus, there are electron transfer chain design principles at the cellular (fig. 1a) and at the single molecular (fig. 1b) length scales. Understanding these design principles is important for explaining cellular function and for building artificial “biomimetic” devices with similar functions to the biological ones.

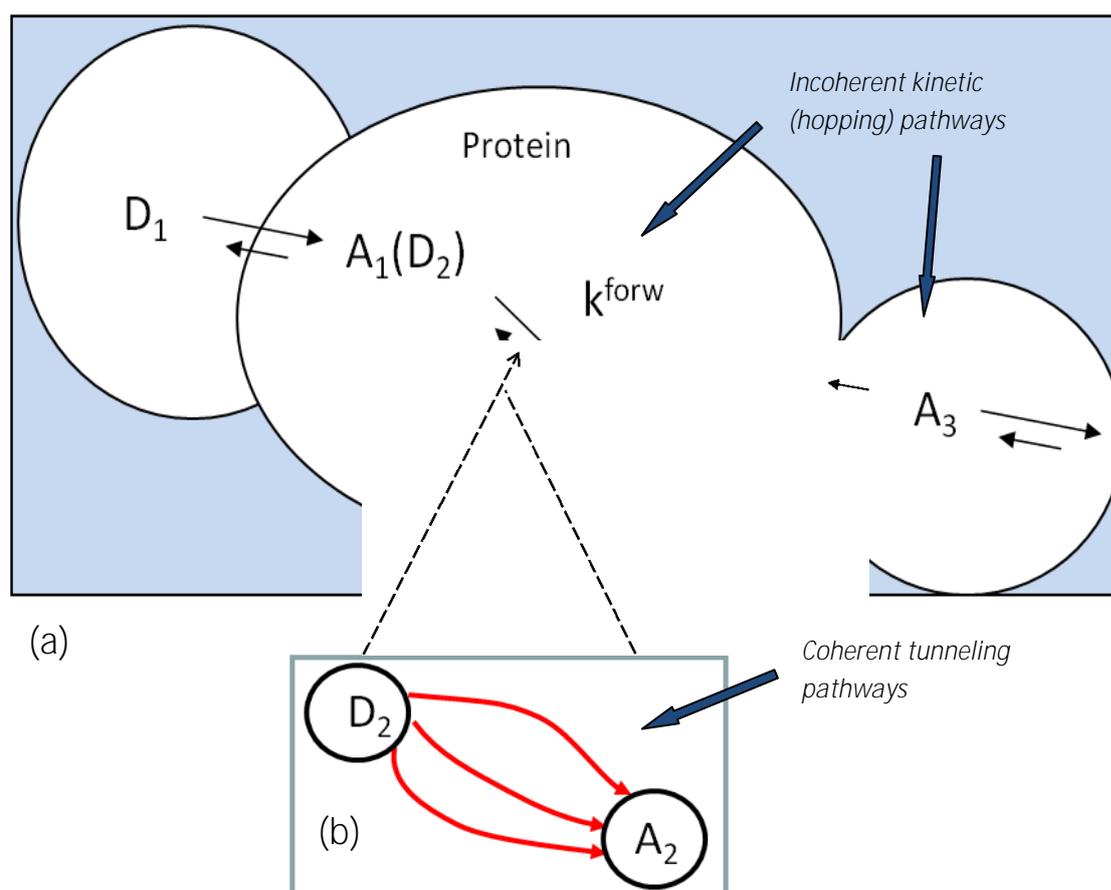


Fig. 1. Schematic diagram of an electron transfer chain consisting of a sequence of electron donor (D_i) and electron acceptor (A_i) centers embedded in proteins. The chain performs a sequence of forward electron transfer tunneling steps (reactions) from each D to the nearby A (described by forward rates k_i^{forw}). There are also reverse rates k_i^{back} for each D/A pair. Thus the chain can be viewed at a coarse-grained level (Fig 1a) as a kinetic network supporting kinetic incoherent pathways. At the single molecule level (fig. 1b) each electron transfer step for D to A involves tunneling of the electron through the intervening medium, induced by an electronic tunneling matrix element that is a sum of coherent tunneling pathways. There are design principles both at the kinetic network and at the single molecule levels [16].

3. The electron transfer rates in biological electron transfer chains and their control by rare events

Each of the forward and backward electron transfer reaction rates for every $D_i A_i$ pair involve an electron tunneling step that is often long-distance (up to 10 Angstroms). The rates are controlled by molecular structure and by molecular dynamics. Understanding how structure and dynamics determines electron tunneling rates is important for deciphering the design principles of electron transfer chains at the single molecule level.

Consider, for example, the typical situation of metal D_i and A_i groups embedded in protein (fig. 2a). We denote by “system” the D and A moieties, the protein matrix and the surrounding molecules of the membrane and/or solvent. Suppose that the electron (hole) is initially in the D-localized electronic state. The intervening protein medium between D and A acts as a tunneling barrier for the transferring electron, providing an effective D-A coupling (tunneling matrix element T_{DA} , fig. 4). In general, there will be system motions that modulate the energy of the initial D electronic state with respect to the final A state and also motions that modulate T_{DA} (fig. 4). The rare events that are critical for the electron transfer rate are associated with these sets of motions.

3.1. Electron donor and acceptor energy-level fluctuations (1st rare event)

The most important rare event is related to motions which modulate the relative energies of D and A electronic levels. In order to have electron transfer from D to A, the D and A electronic state energies need to be resonant. These energy-modulating motions can bring the states into resonance and thus enable electron transfer. We denote the collective coordinate(s) that describe such motions the reaction coordinate R (for example it may be a collective normal mode vibration of the system), and we will assume that the dynamics of R is classical. Fig. 2 b shows the Born-Oppenheimer diabatic energy surfaces for the system as a function of R for the case when the electron is at the D state and the A state, respectively (“diabatic” here means that in constructing the Born-Oppenheimer surfaces we ignore the effect of T_{DA} in the electronic Hamiltonian). The corresponding D/A equilibrium positions of R (system conformations) are denoted R_D and R_A and for each of these equilibrium conformations the energy of the D electronic state will not generally be resonant to the energy of the A state. However, there will be other nonequilibrium conformations of the system (value R_{res} of the reaction coordinate) which bring about D-A energy level resonance. With the electron initially at D, the system’s conformation will mostly fluctuate around R_D and D-A resonance will not be possible. However, rare events of thermal conformational fluctuations will eventually bring the system to R_{res} and enable electron transfer.

Thus, we expect the electron transfer rate to be given by $k^{forw} \propto P_{trans}^{qua} \times P_{act}^{clas}$, where P_{act}^{clas} is the classical Boltzmann probability that the system with the electron initially at D is activated to the resonant conformation, and P_{trans}^{qua} is the quantum probability to transfer from D to A at the D-A resonance conformation. More precisely, the rate is given by the Marcus rate [1] expression:

$$k^{forw} = \frac{2\pi T_{DA}^2}{\hbar} \frac{1}{K_B T} \exp(-U^{act}/K_B T) \quad (1)$$

where the exponential factor describes the classical Boltzmann probability for getting to the resonance conformation (fig. 2b). The dependence of the rate on T_{DA}^2 reflects the fact that the

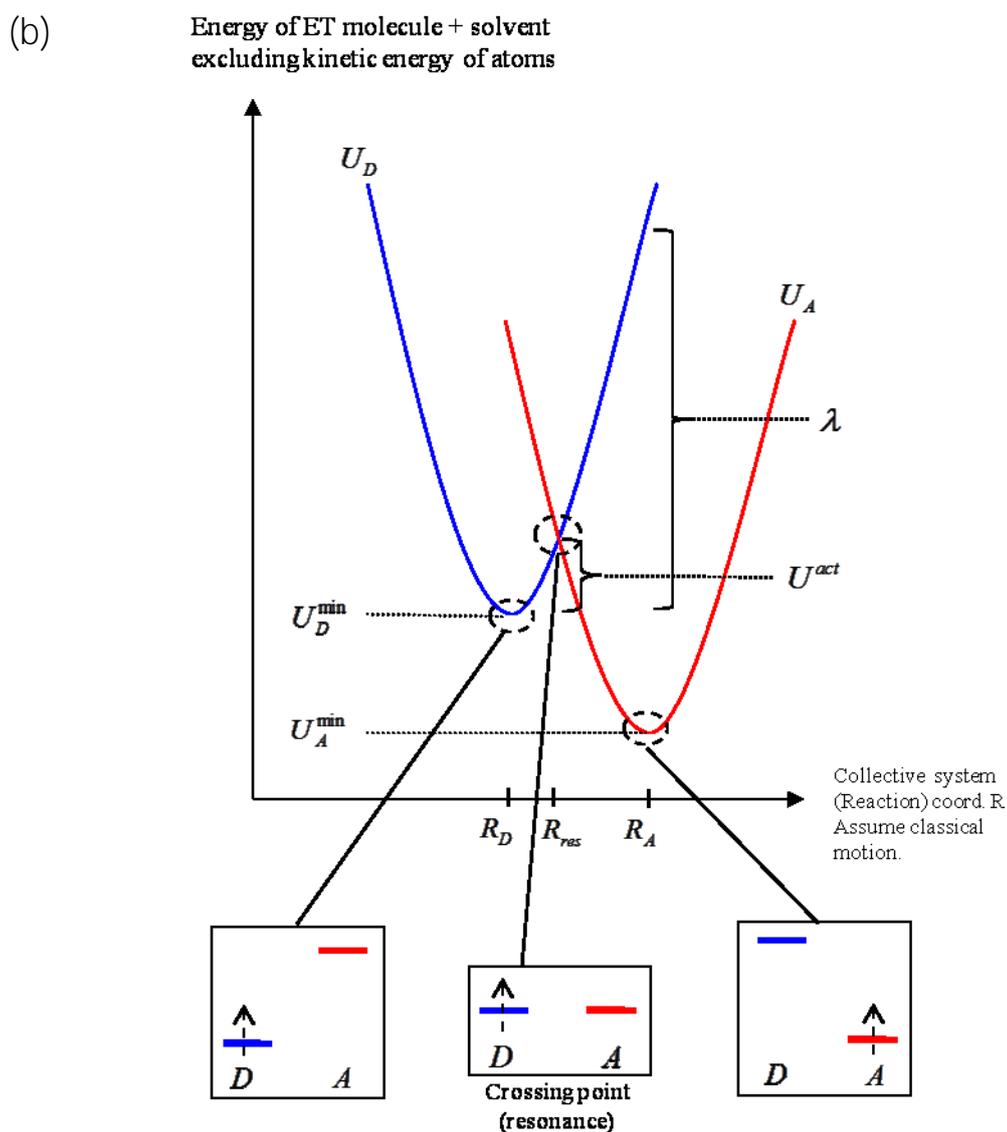
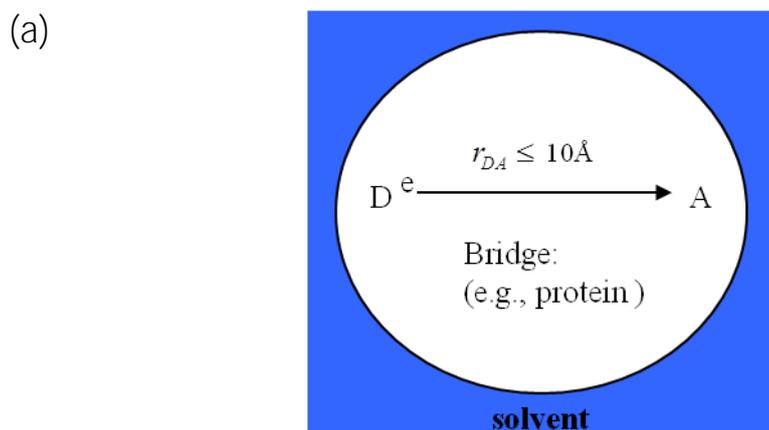


Fig 2 (a) Each electron transfer step in the electron transfer chain (Fig. 1b) involves long-distance tunneling from D to A via an intervening “bridge” medium that is often protein. (b) Schematic diagram showing the main parameters that determine the probability of activation to a D-A energy resonance conformation. This activation is the most important rare event that determines the electron transfer rate.

quantum probability for electron transfer at resonance is golden-rule like because the electronic coupling is weak (since we are considering a tunneling event with distances of a few Angstroms). In equation (1)

$$U^{act} = \frac{(U_A^{\min} - U_D^{\min} + \lambda)^2}{4\lambda} \quad (2)$$

is the activation energy to get to R_{res} from R_D . $U_A^{\min} - U_D^{\min}$ is the so-called “driving force” of the electron transfer reaction; U_D^{\min} is the minimum energy of the D Born-Oppenheimer surface and U_A^{\min} is the minimum energy of the A Born-Oppenheimer surface (fig. 2b). The other parameter in equation (2) is the reorganization energy of the reaction. If we interpret the reaction coordinate R as a mass-weighted normal mode coordinate whose equilibrium value is shifted upon electron transfer but whose frequency ω remains unchanged, then the reorganization energy is

$$\lambda = \frac{\omega^2}{2} (R_A - R_D)^2 \quad (3)$$

Thus, λ can be interpreted as the potential energy rise in moving from R_D to R_A on the D Born-Oppenheimer potential energy surface. The driving force of the reaction and the reorganization energy are the “structural” control parameters that determine U^{act} and therefore determine the probability of the D-A energy-matching activation event. U_D^{\min} and U_A^{\min} and λ depend on the nature of the D and A moieties on how they are coupled (bonded) to the protein matrix, on the surrounding protein matrix itself, and on the dielectric constant of the solvent medium.

3.2. Experimental evidence for the energy matching activation event

Equation (1) suggests a linear dependence of the log of the electron transfer rate on the inverse temperature, $\ln(k) \propto -U^{act}/K_B T$. This behavior has been observed experimentally for a large variety of electron transfer reactions [1,2, 6-16]. However, the dependence of the activation event on the driving force and the reorganization energy (eq. (2)) is more difficult to observe because these “parameters” are affected by D-protein-A molecular structure and by the surrounding medium, and are more difficult to control. The prediction of Marcus theory is that $\ln(k) \propto -((U_A^{\min} - U_D^{\min}) + \lambda)^2$ (fig. 3). If for example, $U_A^{\min} < U_D^{\min}$, then the rate is maximized, ($U^{act} = 0$), when $|U_A^{\min} - U_D^{\min}| = \lambda$. This regime is called “activationless” and it is surrounded by the “normal” ($|U_A^{\min} - U_D^{\min}| < \lambda$) and “inverted” ($|U_A^{\min} - U_D^{\min}| > \lambda$) regimes which are activated and thus have lower rates (fig. 3). In a classic set of experiments Closs and Miller [17] considered a set of D-bridge-A systems where the D moiety is varied for fixed molecular bridge and A moieties, solvent and temperature. Therefore, in these experiments, U_D^{\min} and thus $|U_A^{\min} - U_D^{\min}|$ changes whereas λ and T_{DA} vary much more slowly. Closs and Miller were able to observe the normal, activationless and inverted regimes predicted by Marcus and this clear experimental verification of equations (1) and (2) led to the 1992 Nobel prize in chemistry for the Marcus theory of electron transfer.

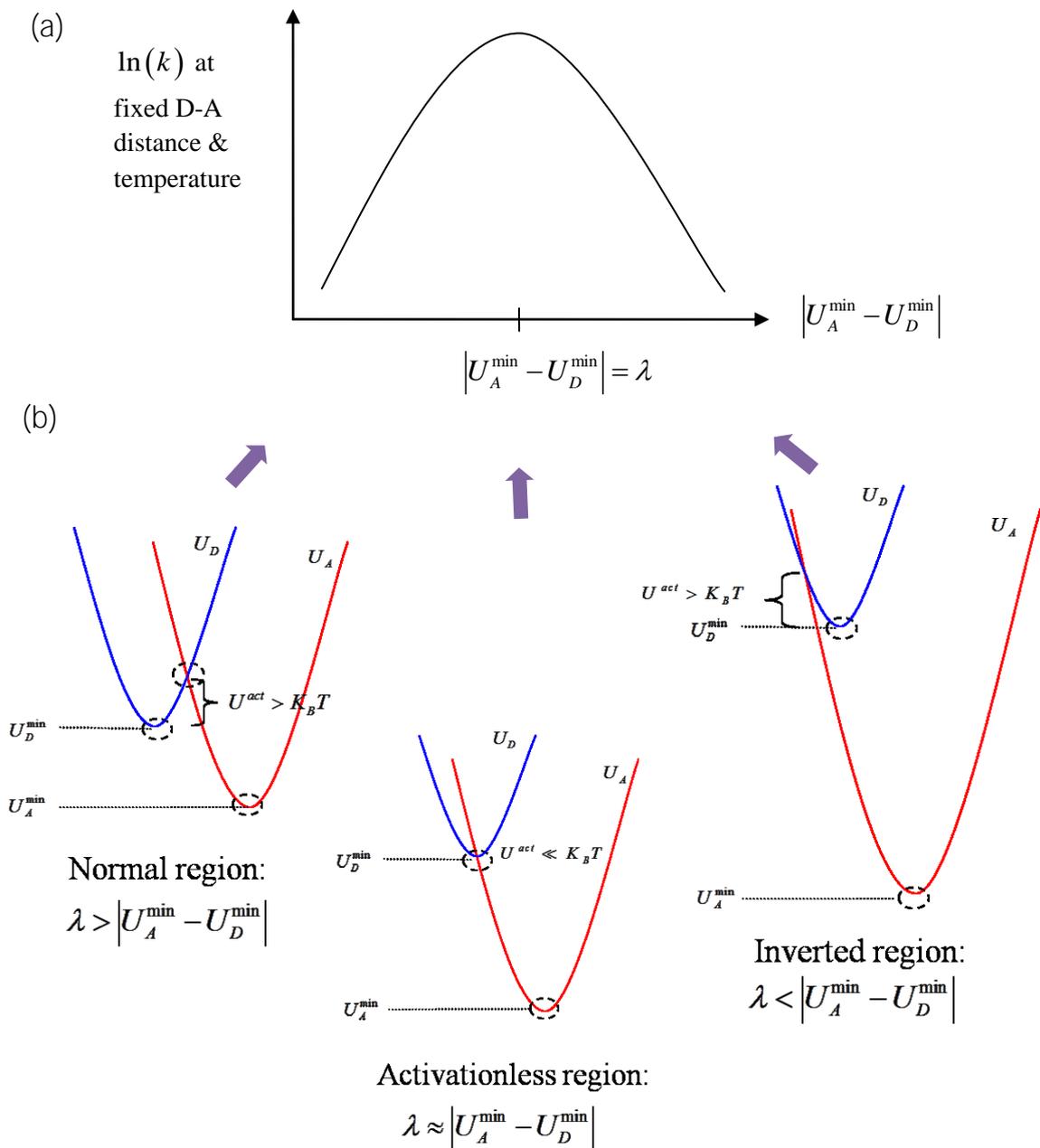


Fig 3: (a) The dependence of the electron transfer rate as a function of driving force for fixed D-A distance, temperature and reorganization energy. Since $\ln(k) \propto -U^{\text{act}}$ the rate is maximized when the driving force is approximately equal to the reorganization energy.

(b) This parameter regime is called activationless. In this regime the probability of activation to the D-A resonance conformation is maximized. The classic experiments by Closs and Miller [17] demonstrated the inverted parabola dependence of the electron transfer rate in bridge-mediated electron transfer rates for a fixed molecular bridge where the D group is changed and the A group is held fixed (thus changing the driving force). Their demonstration of the normal, activationless and inverted regimes was the first clear experimental demonstration of equations (1) & (2) and led to the Nobel prize in chemistry for R. Marcus for the theory of molecular electron transfer (1992).

In biological electron transfer chains the component D-to-A forward and backward electron transfer rates are controlled largely by tuning the driving force and the reorganization energy of the reactions. Fast rates are designed to be in the activationless or near-activationless regimes whereas slower rates are usually in the activated normal regime. The driving force is largely tuned via the identities of the D and A moieties and the way these are connected to the bridge. These features, as well as the surrounding medium (dielectric constant) also control the reorganization energy. Activationless fast electron transfer rates in biology can be of the order of $(\text{psec})^{-1}$ if T_{DA} is large enough. An example of such a rate is the primary charge separation in photosynthesis in the photosynthetic reaction center. Upon photoexcitation of the initial D group of the reaction center, the electron transfer from D to the closest A has to take place on a time scale faster than de-excitation of D via fluorescence so that the photon's energy is used to initiate the photo-induced electron transfer events rather than being lost.

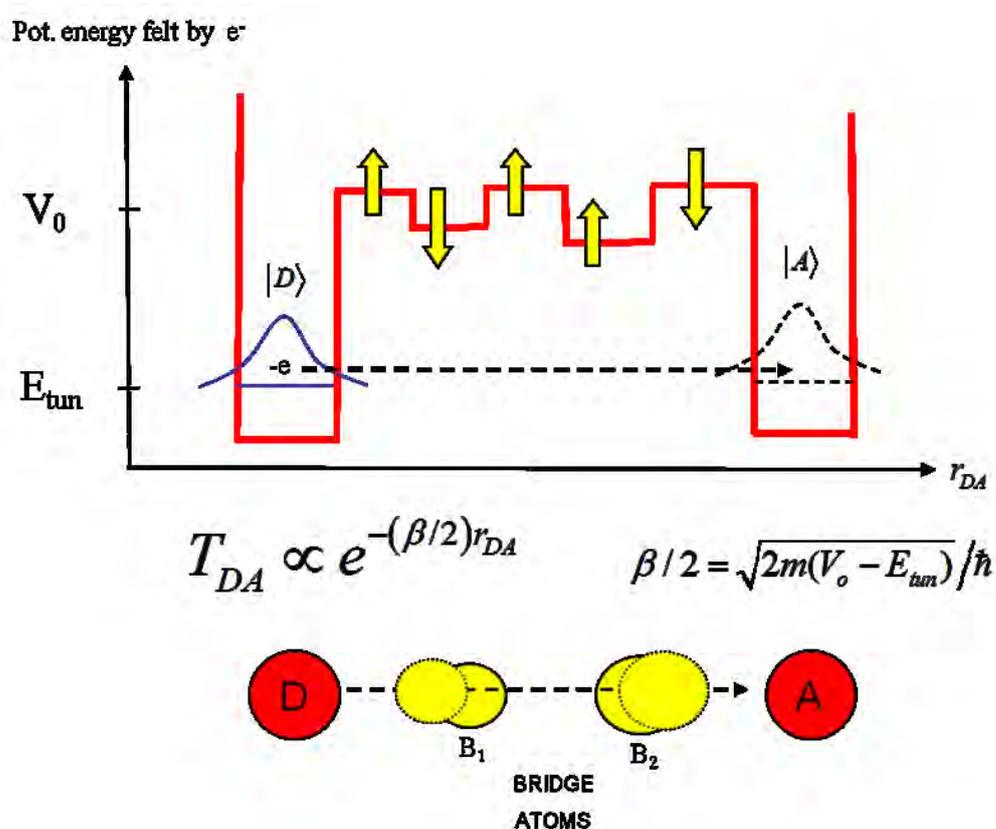


Fig 4: At the D-A resonance conformation electron transfer is possible by tunneling through the intervening protein bridge. Using the simplest tunneling barrier model for the bridge, the electronic coupling (tunneling matrix element) T_{DA} between D and A depends exponentially on the D-A distance where the distance-decay parameter $\beta/2$ depends on the height of the tunneling barrier $\sqrt{2m(V_o - E_{tun})}/\hbar$. More complex atomistic models using Green's function theory show complex dependence of $\beta/2$ on the details of the protein bridge folded conformation [21]. The motions of the bridge atoms cause fluctuations in the tunneling barrier height which may translate into a strong fluctuations of T_{DA} . Rare structural fluctuation events which greatly enhance the magnitude of T_{DA} can also accelerate the electron transfer rate.

3.3. Fluctuations of the donor-to-acceptor electronic coupling (2nd rare event)

The electron tunneling mechanism is common for protein electron transfer reactions for which D and A are metal atoms with electronic states that are off-resonant to the organic bridge (protein) electronic states. These are often hole transfer reactions mediated by the filled molecular eigenstates of the bridge. At the D-A resonance conformation the electron (hole) transfer tunneling step is possible due to the electronic coupling T_{DA} between the D and A electronic states. This coupling is a tunneling matrix element mediated by the intervening protein bridge which offers virtual electronic states for the transferring charge [2,12-16]. The tunneling mechanism implies an exponential distance decay of T_{DA} with D-A distance and, therefore, an exponential distance decay of the overall electron transfer rate if all other rate parameters are held constant. This exponential distance dependence has been demonstrated experimentally in a variety of electron transfer systems. The most comprehensive experiments studied activationless metal-to-metal protein electron transfer species with different average D-A distances [2]. Due to the activationless regime the rates are controlled by the tunneling matrix element, i.e., $k \propto T_{DA}^2 = \exp(-\beta r_{DA})$ where the decay parameter β depends on the intervening protein bridge structure (fig. 4). These experiments have shown that β differs for different protein-bridge folds between D and A ($\beta \approx 1.0 \text{ \AA}^{-1}$ for beta-sheet versus $\beta \approx 1.3 \text{ \AA}^{-1}$ for alpha-helix) with an average value for metal-protein-metal systems of $\beta^{aver} = 1.1 \text{ \AA}^{-1}$. Such variations in exponential decay parameters can cause more than order of magnitude differences in the activationless electron transfer rates of different D-protein-A species with same D-A average distances.

The observed rate scatter at a given D-A distance is a reflection of how the structural fold of the bridge affects T_{DA} and it can be understood if one considers the through-bridge tunneling pathways of the transferring hole. For example, if in a D-protein-A system the space between D and A is a covalent protein backbone, the hole will tunnel through a sequence of bonding orbitals. In contrast, for a species where the space between D and A contains folded protein conformations involving hydrogen bonds and through-space jumps in addition to covalent bonds, there will be partially tunneling through empty space. In this latter case the protein-mediated D-A tunneling matrix element T_{DA} will be weaker compared to the case of a purely covalent bridge (since a through-space jump is a higher electron tunneling barrier than a covalent bond). The exponential sensitivity of T_{DA} on the number of covalent bonds, hydrogen bonds and through-space jumps that are provided by the protein bridge connecting D and A explains the inhomogeneity of the D-A coupling decay parameters among different species and the corresponding inhomogeneity of the activationless rates [18].

The T_{DA} exponential sensitivity on tunneling barrier height and width also implies that the D-A tunneling matrix element T_{DA} depends strongly on structural fluctuations of the bridge. Biomacromolecules are floppy systems with time scales of motions relevant to electron transfer ranging from fsec to msec, and with magnitudes of structural fluctuations ranging from the Angstrom to tens of Angstroms. Therefore, T_{DA} is a highly fluctuating quantity. In this situation the Marcus theory of the electron transfer rate has to be modified to incorporate the thermal fluctuations of the tunneling barrier. The simplest modification is given by the formula

$$k^{forw} = \frac{2\pi \langle T_{DA}^2 \rangle}{\hbar} \frac{1}{\lambda K_B T} \exp(-U^{act}/K_B T), \quad (4)$$

where $\langle \dots \rangle$ denotes an average over protein bridge molecular conformations populated at thermal equilibrium [12-16]. Equation (4) is valid when the time scales of T_{DA} fluctuations are shorter than the time scale of the electron transfer reaction. The replacement of T_{DA}^2 for the average bridge structure by the thermal average $\langle T_{DA}^2 \rangle$ captures the effect of nonequilibrium conformations that may provide large coupling values compared to the equilibrium conformation. Fluctuations to such nonequilibrium conformations will enhance the electron-transfer rate. Writing $\langle T_{DA}^2 \rangle = \langle T_{DA} \rangle^2 + \sigma_{T_{DA}}^2$, where $\sigma_{T_{DA}}^2$ is the variance in T_{DA} due to thermal structural fluctuations, we can distinguish between the small-fluctuation ($\sigma_{T_{DA}}^2 < \langle T_{DA} \rangle^2$) and large-fluctuation ($\sigma_{T_{DA}}^2 > \langle T_{DA} \rangle^2$) regimes. For the latter, the rare events of structural bridge fluctuations that bring the system to equilibrium conformations with very large D-to-A tunneling matrix elements significantly contribute to the rate.

The large-fluctuation regime is more relevant for longer D-protein-A distances since there is more protein bridge between D and A and more fluctuation degrees of freedom [12-16]. It has been shown that for D-A distances greater than 6-7 Angstroms D-A coupling fluctuations are likely to be important for determining the rate [19, 20]. Of course, the distance dependence of coupling fluctuations is closely correlated with underlying bridge structure. For example for tunneling between metal D and A through a water bridge, significant T_{DA} fluctuations set in for shorter distances (2-3 Angstroms, roughly the size of a water molecule) [20]. In the large coupling-fluctuation regime there is an additional temperature dependence of the rate that arises from the temperature dependence of $\sigma_{T_{DA}}^2$ (additional to the temperature dependence for activation to the resonance conformation). It is very difficult to deconvolute experimentally the T_{DA} temperature dependence from the D-A resonance U^{act} dependence. In general, T_{DA} fluctuations will enhance electron transfer rates for weakly coupled systems.

4. Conclusions

Molecular electron transfer reactions that involve tunneling of an electron (hole) from a donor group through an intervening bridge to an acceptor group are ubiquitous in chemical and biological processes. These reactions are controlled by rare activation events. The most important type of rare event involves thermal molecular-structure fluctuations that bring the system (donor-bridge-acceptor) to conformations for which the donor and acceptor electronic states are resonant. Electron transfer from donor to acceptor is possible only for such conformations because the total energy of the system is conserved. The second type of rare event involves thermal molecular-structure fluctuations that modulate the bridge-mediated donor-acceptor electronic coupling (fig. 4). This coupling is a protein-mediated tunneling matrix element that induces the change of electronic state from donor to acceptor at donor-acceptor resonance. In a situation where the equilibrium structure of the system provides weak donor-acceptor coupling, structural fluctuations can bring the system to conformations with much larger coupling magnitude compared to the equilibrium value. Thus, rare activation events to such conformations will enhance the electron transfer rate between donor and acceptor.

Both types of rare events are intricately connected with the underlying molecular structure of the electron transfer system and are largely controlled by the specifics of the structure. The activation energy for the rare event of donor-acceptor electronic resonance (eq. (2) and fig. 2 (b)) is controlled by the chemical nature of the donor and acceptor groups, by the way they are connected to the protein bridge, and by the dielectric constant of the surrounding medium.

The donor-acceptor coupling is very sensitive to the structural details of the protein bridge. Even relatively small fluctuations in protein bridge structure can lead to large fluctuation in the electron tunneling matrix element.

Biological electron transfer chains (fig. 1) are of central importance to bioenergetics and to cellular control. These biomolecular assemblies which perform specific sequences of electron transfer steps have design principles that determine their overall electron transport performance. Nature uses components of the underlying molecular structures to control the rates of the electron transfer steps by tuning the rare events which determine the electron transfer rates. Much can be learned about molecular electron transfer control both at the single molecule and at the rate network level from the study of biomolecular electron transfer chains.

References

- [1] Marcus, R.A.; Sutin, N *Biochim. Biophys. Acta* 1985, 811, 265-322
- [2] Winkler, J.R; Gray, H.B. *Biochim. Biophys. Acta* 2010, 1797, 1563–1572
- [3] Canters, G.W.; Vijgenboom, E.; eds. *Biological Electron Transfer Chains: Genetics, Composition and Mode of Operation (Nato Science Series C:)*; Academic Press, 1998
- [4] Blankenship, R. E. *Molecular Mechanisms of Photosynthesis*; Blackwell Science:Oxford, U.K., 2002
- [5] Nicholls, D.G.; Ferguson, S. *Bioenergetics* (4th edition) Academic Press, 2013
- [6] Balzani, V.; Piotrowiak, P.; Rodgers, M.A.J.; Mattay, J. et al., eds. *Electron Transfer in Chemistry Vols. I-V*; Weinheim: Wiley-VCH 2001
- [7] Jortner J, Ratner MA. *Molecular Electronics*. Oxford: Blackwell Science 1997
- [8] Jortner, J.; Bixon, M. eds. *Electron Transfer: From Isolated Molecules to Biomolecules*; *Adv. Chem. Phys. Ser. 106-107*. New York: Wiley Interscience 1999
- [9] Kuznetsov, A.M., Ulstrup J. *Electron Transfer in Chemistry and Biology*; Chichester, UK: Wiley 1999
- [10] May, V.; Kuhn O. *Charge and Energy Transfer Dynamics in Molecular Systems*; Berlin: Wiley-VCH 2000
- [11] Nitzan, A. *Chemical Dynamics in Condensed Phases*; Oxford: Oxford Univ. Press 2006
- [12] Skourtis, S.S.; Lin, J.; Beratan, D. N. In *Modern Methods for Theoretical Physical Chemistry of Biopolymers*; Starikov, E. B., Lewis, J. P., Tanaka, S., Eds.; Elsevier: Boston, MA, 2006.
- [13] Beratan, D.N.; Skourtis, S.S.; Balabin, I.A.; Balaeff, A. et al. *Acc. Chem. Res.* 2009, 42, 1669–1678
- [14] Skourtis, S.S.; Waldeck, D.H.; and Beratan, D.N. *Annu. Rev. Phys. Chem.* 2010, 61, 461–485
- [15] Skourtis, S.S. *Biopolymers (Peptide Science)* 2102, 100, 82-92
- [16] Skourtis S.S. *Protein electron transfer* in *Quantum Effects in Biology*, Cambridge University Press, M. Mohseni, Y. Omar, G. Engel, and M.B. Plenio, editors, July 2014, isbn: 9781107010802
- [17] Closs, G.L.; Miller, J.R. *Science* 1988, 240, 440-447
- [18] Beratan, D.N.; Betts, J. N.; Onuchic, J. N. *Science* 1991, 252, 1285-1288

- [19] Skourtis, S. S.; Balabin, I. A.; Kawatsu, T.; Beratan, D. N. Proc. Natl. Acad. Sci. U.S.A. 2005, 102, 3552–3557
- [20] Balabin, I. A.; Beratan, D. N.; Skourtis, S. S. Phys. Rev. Lett. 2008, 101, 158102
- [21] Skourtis, S. S.; Beratan, D. N. Adv. Chem. Phys. 1999, 106, 377–452

Prof. Dr. Spiros S. Skourtis, Department of Physics, PO Box 20537 University of Cyprus, Nicosia 1678 Cyprus and Senior Fellow (2014 – 2015) FRIAS, Freiburg Institute of Advanced Studies, Albert-Ludwigs-Universität Freiburg, Albertstr. 19, D-79104 Freiburg, Germany

This presentation was part of the Symposium “Rare Events. Optimal Solutions and Challenges – from Charge Transfer Reactions to Supervolcanoes”.

Impressum:

Deutsche Physikalische Gesellschaft e.V.

Hauptstraße 5

D-53604 Bad Honnef

Tel. 02224-9232-0, Fax 02224-9232-50

dpg@dpg-physik.de

www.dpg-physik.de

www.weltderphysik.de

Berliner Geschäftsstelle:

Magnus-Haus

Am Kupfergraben 7

D-10117 Berlin

Tel. 030-201748-0, Fax 030-201748-50

magnus@dpg-physik.de

Pressekontakt:

presse@dpg-physik.de

<http://presse.dpg-physik.de>

Herausgeber, Redaktion und Layout:

Prof. Dr. Hardo Bruhns

Meliesallee 5

D-40597 Düsseldorf

ake@bruhns.info

für den Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft e.V.

Für den Inhalt der Beiträge sind die jeweiligen Autoren verantwortlich,
bei denen auch die Rechte liegen.

Diese Publikation ist im Internet erhältlich unter

<http://www.dpg-physik.de>

Die im Text abgedruckten Zahlen und statistischen Angaben wurden mit Sorgfalt ermittelt. Es wird um Verständnis dafür gebeten, dass eine Gewähr für diese Angaben nicht übernommen werden kann.

ISBN 978-3-9811161-6-8

ISBN 978-3-9811161-6-8

Deutsche Physikalische Gesellschaft e. V.
Geschäftsstelle
Hauptstr. 5
53604 Bad Honnef
Telefon: 0 22 24 / 92 32 - 0
Fax: 0 22 24 / 92 32 - 50
E-Mail: dpg@dpg-physik.de
Internet: www.dpg-physik.de
www.weltderphysik.de