

Energie

Technologien und Energiewirtschaft

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Dresden 2013

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Vorträge auf der Dresdner DPG-Tagung (2013)

Herausgegeben von Hardo Bruhns

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

Die Grafik des Titelblatts wurde unter Verwendung von Abbildungen aus den Beiträgen von T. Klinger, H. Pütter und O. Kastner mit freundlicher Genehmigung der Autoren gestaltet.

Energie

Technologien und Energiewirtschaft

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Dresden 2013

Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Bad Honnef, November 2013

Frühjahrstagung des Arbeitskreises Energie
in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft
Dresden, 4. bis 6. März 2013

Haupt- und Plenarvorträge

Inhaltsverzeichnis

Einleitung	7
Übersicht über die Fachsitzungen	8
Abstracts	9
Optimized Stellarator as a Candidate for a Fusion Power Plant (vorgetragen von T. Klinger)	19
The Availability of Rare Elements for Advanced Energy Technologies (vorgetragen von A. Bradshaw)	29
Electric Mobility: Chances and Technical Challenges (vorgetragen von A. Knoll)	47
Energy Systems: the Importance of Energy Storage (vorgetragen von U. Stimming)	63
Die Zukunft der Stromspeicherung (vorgetragen von H. Pütter)	75
Power-to-Gas – Perspektiven einer jungen Technologie (vorgetragen von M. Sterner)	87
Verfügbarkeit und Nachhaltigkeit von Bioenergie als Energiequelle (vorgetragen von (ED. Schulze)	102
Potential und thermische Eigenschaften der tiefen hydrothermalen Wärmereservoirs in Berlin (vorgetragen von O. Kastner)	110
Zukünftige Herausforderungen der Elektrizitätsversorgung aus energiewirtschaftlicher Perspektive (vorgetragen von D. Möst)	118

Der vorliegende Band versammelt schriftliche Ausarbeitungen der Haupt- und Plenarvorträge der Tagung des Arbeitskreises Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft des Jahres 2013 in Dresden. Leider ist es nicht gelungen, von allen Vortragenden Manuskripte zu erhalten. Die Präsentationsfolien der Hauptvorträge können auf der Webseite des Arbeitskreises über:

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

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

November 2013

Hardo Bruhns

Einleitung

Das Programm des Arbeitskreises Energie (AKE) auf der Jahreshaupttagung der Deutschen Physikalischen Gesellschaft vom 4. – 6. 3. 2013 in der Technischen Universität Dresden konzentrierte sich auf Aspekte der Energietechnologien und der Energiewirtschaft, die von besonderer Aktualität in der deutschen Energiediskussion sind.

Einen großen Schwerpunkt bildeten Themen aus dem Bereich der erneuerbaren Energien und des Ausbaus ihrer Nutzung, insbesondere bezüglich des Potentials der Bioenergie, der Nutzung von Geothermie, der Entwicklung und Netzintegration von Offshore-Wind und technologischer Fortschritte der Photovoltaik.

Verlustarme Speicherung von elektrischer Energie ist eine wesentliche Voraussetzung für die Wirtschaftlichkeit fluktuierender Energieerzeugung nicht nur in Deutschland; Optionen und Potentiale (Plenarvortrag von U. Stimming) wurden ebenso diskutiert wie grundsätzliche technologische und wirtschaftliche Aspekte großtechnischer Elektrolyse mit intermittierendem Stromeinsatz aus Wind und Sonne und entsprechende Power-to-Gas Konzepte. Auch Elektromobilität steht im Kontext der Nutzung von fluktuierendem erneuerbar hergestelltem Strom. Hierzu wurden aktuelle Entwicklungen, Konzepte und Demonstrationsprojekte vorgestellt.

Das Konzept der Energiewende bildet, auch angesichts der zunehmenden öffentlichen Diskussion, ein wichtiges Thema, das sowohl aus dem energiewirtschaftlichen Blickwinkel beleuchtet wurde als auch hinsichtlich der Verfügbarkeit erforderlicher Rohstoffe – dies sowohl für erneuerbare als auch andere Energietechnologien.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien kann nicht davon ablenken, dass fossile Energieträger trotz ihrer Klimaproblematik noch lange die Weltenergieversorgung dominieren werden. Große Schiefergasvorkommen finden neuerdings Aufmerksamkeit als unkonventionelle fossile Energieressource. Entsprechende Potentiale sowie systemökologische Aspekte und Risiken wurden erläutert. Auch die Kernenergie wurde diskutiert, denn sie bleibt international weiter bedeutsam. Überdies entbindet der deutsche Ausstieg aus der Kernenergie nicht von der Notwendigkeit, eine deutsche Lösung für die Endlagerung zu gestalten.

The session on nuclear fusion was presented in English. Fusion is an option for electricity production in the future. Its development is pursued internationally in long-term R&D programmes. Progress and programmatic perspectives of ITER with the accompanying European research programme were presented as well as the development of the Stellarator-concept. This session was organized jointly with the jDPG.

Übersicht über die Fachsitzungen

AKE 1.1–1.2 Mo 9:00–10:30	Nuclear Fusion
AKE 2.1–2.2 Mo 11:00–12:30	Erneuerbare Energie I - Bioenergie, Geothermie
AKE 3.1–3.1 Mo 14:15–15:00	Kernspaltungsenergie - Endlagerung
AKE 4.1–4.1 Mo 15:00–15:45	Elektromobilität
AKE 5.1–5.2 Mo 15:45–16:15	Energy Storage I
AKE 6.1–6.1 Mo 16:45–17:30	Energiewende I - Rohstoffbedarf
AKE 7.1–7.4 Di 8:30–10:30	Erneuerbare Energie II - Solarenergie
AKE 8.1–8.1 Di 11:45–12:30	Energy Storage II (PV II)
AKE 9.1–9.1 Di 14:00–14:45	Erneuerbare Energie III - Windenergie
AKE 10.1–10.2 Di 14:45–16:15	Erneuerbare Energie IV - Nutzung fluktuierender Überschussenergie
AKE 11.1–11.3 Di 16:45–19:00	Energiewende II - Ökonomische und Systemaspekte
AKE 12.1–12.2 Mi 16:45–18:15	Unkonventionelle fossile Energieträger
AKE 13.1–13.1 Mi 18:15–18:30	Energy Storage III - Materials Aspects

Abstracts

aller gehaltenen Vorträge der Dresdner Tagung des Arbeitskreises Energie¹

The European Fusion Roadmap

— ·Francesco Romanelli for the A1-Collaboration — European Fusion Development Agreement

This talk describes the main technical challenges on the path to fusion energy. For all of the challenges candidate solutions have been developed and the goal of the programme is now to demonstrate that they will also work at the scale of a reactor. The European Fusion Roadmap has been developed within a goal oriented approach articulated in eight different Missions. For each Mission the critical aspects for reactor application, the risks and risk mitigation strategies, the level of readiness now and after ITER and the gaps in the programme have been examined. ITER is the key facility in the roadmap and its success represents the most important overarching objectives of the EU programme. A demonstration fusion power plant (DEMO), producing net electricity for the grid at the level of a few hundreds MW is foreseen to start operation in the early 2040s. Following ITER, it will be the single step to a commercial fusion power plant. Industry must be able to take full responsibility for the commercial fusion power plant after successful DEMO operation. For this reason, DEMO cannot be defined and designed by research laboratories alone, but requires the full involvement of industry in all technological and systems aspects of the design. The talk will also address the needs in the area of education and training and basic research.

The optimized stellarator as a candidate for a fusion power plant

— ·Thomas Klinger — Max-Planck-Institut für Plasmaphysik, Greifswald

The stellarator is a promising concept for the magnetic confinement of Deuterium-Tritium plasmas for energy production by means of nuclear fusion. However, the magnetic field geometry of the stellarator needs to be carefully optimized to overcome intrinsic performance limitations. The superconducting stellarator device Wendelstein 7-X, currently under construction in Greifswald, Germany, is the key device for the verification of stellarator optimization principles. To establish the optimized stellarator as a serious candidate for a fusion power plant, reactor-relevant plasma parameters must be achieved in fully integrated steady-state plasma discharge scenarios. It is the goal of the project Wendelstein 7-X to demonstrate this for the first time. After more than 10 years of construction, the completion of the device is now ahead. In the first part of the present paper, we briefly introduce into the principles of nuclear fusion and magnetic confinement. In the second part we discuss lessons learned during the device assembly and first experiences with the remaining major work packages. In the third part of the paper, we report on the planning for the first operation phase (5-10s discharge duration at 8MW heating power), the completion and hardening of the device for full power steady-state operation, and the second operation phase (up to 30min discharge duration at 10MW heating power). Finally, a preview of a possible design concept for a stellarator-based fusion power plant is presented.

¹ Vortragende sind mit einem · vor dem Namen bezeichnet.

Verfügbarkeit und Nachhaltigkeit von Biomasse als Energiequelle

— ·Ernst-Detlef Schulze — MPI für Biogeochemie, Jena

In einer vielbeachteten Studie hat die nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina die Bedeutung der Biomasse für die Energiewende analysiert. Dieser Vortrag skizziert wesentliche Aspekte der Studie und zeigt, ausgehend von einer Analyse der Spurengasbilanz Europas, dass die Emissionen aus der Landwirtschaft die Absorption von Spurengasen in Wäldern ausgleichen. Im Folgenden wird die Situation in der Landwirtschaft und in der Forstwirtschaft separat dargelegt. Dabei geht es vor allem um die Anrechnung von klimawirksamen Spurengasen, insbesondere Methan und Lachgas, die bei der Kohlenstoffbilanz der Landwirtschaft bislang nicht berücksichtigt werden. Insgesamt kann festgestellt werden, dass der landwirtschaftliche Anbau von Bioenergiepflanzen weder nachhaltig noch klimaneutral ist. Hinzu kommt, dass die Einsparung fossiler Brennstoffe in Deutschland nicht auf der Nutzung heimischer sondern auf erhöhten Importen ausländischer Bioenergie beruht.

Die innerstädtische Erschließung tiefer Wärmequellen: Potential und Forschungsbedarf am Beispiel Berlins

— ·Oliver Kastner^{1,2} und Ernst Huenges¹ — ¹Helmholtz-Zentrum Potsdam, Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ, Telegrafenberg, 14473 Potsdam — ²Institut für Werkstoffe, Ruhr-Universität Bochum, Universitätsstr.150, 44780 Bochum

Viele Ballungsgebiete liegen in Gebieten mit geothermisch attraktiver Geologie, deren Potential jedoch häufig ungenutzt ist. Berlin ist hierfür ein gutes Beispiel: Die Versorgung der Stadt mit Wärme — ca. 37 TWh jährlich — erfolgt fast ausschließlich aus fossilen Brennstoffen. Ein signifikanter Anteil dieses Wärmebedarfs könnte aus tiefen, Heißwasserführenden Gesteinsschichten des Berliner Untergrunds bereitgestellt werden, deren Potential anhand regionaler Strukturmodelle abgeschätzt werden kann. Dieses Potential ist gewaltig, seine Erschließung ist jedoch bisher durch spezifische Fündigkeits- und Technologierisiken verhindert. In dem Vortrag werden am Beispiel Berlins die wesentlichen Erschließungsrisiken geothermischer Reservoirs in sedimentär geprägten Geologien dargestellt und der notwendige Forschungsbedarf wird herausgearbeitet.

Endlagerung radioaktiver Abfälle: technisch gelöst oder Herausforderung die Wissenschaft

— ·Horst Geckeis — Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Institut für Nukleare Entsorgung, Eggenstein-Leopoldshafen

Nationale und internationale Fachorganisationen sind sich darüber einig, dass die sicherste Entsorgungsstrategie zur langfristigen Isolation hochradioaktiver Abfälle von der Biosphäre, die Endlagerung in tiefe geologische Formationen darstellt. Derzeit sieht die Europäische Technologieplattform (IGDTP) noch Forschungsbedarf bzgl. der Absicherung endlagerstandortspezifischer Fragestellungen, zur Demonstration der Langzeitsicherheit von Endlagerkonzepten, hinsichtlich des Langzeitverhaltens radioaktiver Abfallformen und zur Demonstration der Funktion von Endlagerkomponenten über lange Zeiträume hinweg. Im Hinblick auf Endlagerkonzepte, die die Rückholbarkeit des Abfalls vorsehen, stellen

sich Fragen der technischen Machbarkeit sowie eines geeigneten Monitorings. Nicht zuletzt stehen sozialwissenschaftliche Aspekte der Implementierung von Endlagern auf der Agenda. Naturwissenschaftlich-technische Forschung fokussiert auf den Schutz der Biosphäre vor radioaktiven Abfallbestandteilen. Nahezu ausschließlich können Radionuklide nur über den Wasserpfad dorthin gelangen. Damit ist einerseits ein Wasserzutritt zur Abfallform zu minimieren, andererseits zu belegen, dass Radionuklide auch bei Wasserzutritt weitgehend im Endlagernahbereich verbleiben. Im letzteren Fall geht es darum, das Verständnis möglicher chemischer Prozesse im Endlager zu verbessern und Wissenslücken zu schließen.

Elektromobilität: Chancen und Technische Herausforderungen

— Alois Knoll — TU München

Elektrisch betriebene, nicht schienengebundene Fahrzeuge werden früher oder später zum Straßenbild unserer Städte gehören. Treibend dafür ist der Ruf nach der Energiewende; realistisch wird ein solches Szenario durch die teilweise dramatischen Fortschritte in den erforderlichen Basistechnologien. Der Vortrag gibt deshalb nach einer kurzen Einschätzung der Energielandschaft einen Überblick über einige der für die Elektromobilität wichtigen Forschungsbereiche und den jeweiligen Stand der Technik-Entwicklung. Von besonderem Interesse ist die Frage nach den Konsequenzen des Tauschs von Antriebstyp und Energiespeicher, der eine völlig neue Fahrzeugarchitektur zur Folge haben wird. Wir stellen dies anhand des Projekts "Robust and Reliant Automotive Computing Environment for Future eCars (RACE)" dar, in dem eine neuartige Informations- und Kommunikations-Architektur konzipiert wird, die alle Funktionen auf wenigen zentralen Rechnern mit einem einzigen Bussystem vereint. Damit können neue Fahrassistenten- und Sicherheitsfunktionen, aber auch Motor- und Energiemanagementsysteme überwiegend als Software realisiert und die Komplexität der Hardware des Fahrzeugs drastisch verringert werden. Abschließend wird kurz beschrieben, wie diese Architektur in zwei verschiedene neue Fahrzeug-Prototypen eingebracht wird - ein "evolutionäres" Fahrzeug, das in Richtung auf diese Architektur migriert wird und ein "disruptives", welches vollständig auf den neuen Konzepten basiert.

Electrolyte composites in capacitors and energy storage

— Hans Lustfeld¹, Christian Pithan², and Martin Reibel³ — 1PGI-1 Forschungszentrum Jülich, D52425 Jülich, Germany —²PGI-7 Forschungszentrum Jülich, D52425 Jülich, Germany —³Fachhochschule Aachen, Abteilung Jülich, D52428 Jülich, Germany

Composites can enlarge the possibilities of tailoring materials for obtaining optimum properties. The question rises whether this is also true for electrolyte composites, used in capacitors: Are composites promising candidates for optimizing the storage of electrical energy in capacitors. We have already shown that metallic electrolyte composites are not suitable for this purpose [1]. Here we show more generally that most composites are not suitable for this purpose as well and we give criteria which directions a research should pursue for finding electrolyte composites with good energy storing properties in capacitors.[1] H. Lustfeld, C. Pithan and M. Reibel : J Eur Ceram Soc 32, 859, 2012

Analysis of the electric energy storage in different renewable energy scenarios

— ·Wayne Götz, Werner Aeschbach-Hertig, Ulrich Platt und Tobias Tröndle —
Institute of Environmental Physics, Heidelberg, Germany

The current political targets of the European governments are aimed at a more sustainable electric energy supply. With this change of our electricity generation system several challenges become crucial, in particular the handling of the fluctuating energy production by renewable energies. One way to counter this challenge is electric energy storage, which will be analyzed in this presentation. The analysis of the annual evolution, period and magnitude of the required electric energy storage capacity is based on results of the energy supply model *MEET*, which was developed at the Institute of Environmental Physics of Heidelberg. Several energy supply scenarios will be analyzed, which vary in the energy mix and the share of renewable energies. The principle of the analysis will be the Fourier transform, which will be applied on the resulting time series of the model runs. Clear peaks for daily and seasonal periods are the results of this analysis. The data lead to different requirements on technologies to store electric energy.

Keine Energiewende ohne seltene Elemente?

— ·Alex Bradshaw— Max-Planck-Institut für Plasmaphysik, Garching/Greifswald
und Fritz-Haber-Institut der Max-Planck-Gesellschaft, Berlin

Auch wenn andere Länder nicht in vollem Umfang dem Beispiel Deutschlands bei der Energiewende folgen, ist anzunehmen, dass zukünftig weltweit die regenerativen Energieformen einen erheblichen Beitrag zur Energieversorgung leisten werden. Dies bedeutet wiederum, dass sich die Nachfrage nach gewissen erschöpfbaren Ressourcen, vor allem seltenen Metallen, erhöhen wird. Diese Elemente werden nicht nur bei der Erzeugung, sondern auch bei der Verteilung, der Speicherung und auch dem optimierten Verbrauch von Energie, vor allem elektrischer Energie benötigt. Beispiele sind Neodym und Dysprosium für Windturbinen, Cadmium und Tellur für Solarzellen sowie Lithium und Kobalt für Batterien. Der Vortrag befasst sich mit der möglichen längerfristigen Knappheit dieser Elemente und wie unsere Gesellschaft im Allgemeinen sorgfältiger mit Rohstoffen - vor allem unter Verwendung von Recycling und Substitution - umgehen sollte.

Organische Photovoltaik: Nanotechnologie auf dem Weg zu Anwendungen

— ·Karl Leo — Institut für Angewandte Photophysik, TU Dresden, 01062 Dresden
und Fraunhofer-COMEDD, 01109 Dresden

Auf dem Weg zu einer nachhaltigen Energieversorgung der Menschheit wird von der Photovoltaik ein wichtiger Beitrag erwartet. Trotz ihrer unbestreitbaren Eleganz als direkter Erzeugung von elektrischer Energie aus Licht sind jedoch wichtige technisch-wirtschaftliche Randbedingungen wie geringe Kosten, kurze Energierücklaufzeit und Ressourceneffizienz und -verfügbarkeit zu beachten. Hier bietet die organische Photovoltaik, die auf Kohlenwasserstoffen aufbaut, großes Potential. In diesem Vortrag soll zunächst auf die Grundprinzipien farbstoffsensibilisierten (Grätzel-) Zellen und der bulk-heterojunction (BHJ) Zelleneingegangen werden. Insbesondere die BHJ-Zellen haben in den letzten Jahren enorme Fortschritte erzielt und haben in neueren Arbeiten aus Dresden 12% Wirkungsgrad erreicht. Dennoch ist noch wesentliche Grundlagenforschung zum Verständnis der Elementarprozesse in den nanostrukturierten aktiven Elementen notwendig. Im zweiten Teil soll dann die Vision einer flexiblen, transparenten Photovoltaik, die auf fast allen

Untergründen aufgebracht werden kann, diskutiert werden. Insbesondere soll aufgezeigt werden, welche Entwicklungen in Wirkungsgrad und Lebensdauer zu erwarten sind.

Organic Solar Cells based on Small Molecules

— Christian Koerner¹, Roland Fitzner², Chris Elschner¹, Peter Bäuerle², Karl Leo¹, and Moritz Riede¹ — ¹Institut für Angewandte Photophysik, Technische Universität Dresden — ²Institut für Organische Chemie II und Neue Materialien, Universität Ulm

Organic solar cells (OSC) have recently made strong progress, achieving power conversion efficiencies beyond the critical value of 10% in the laboratory. Up to now, the race between the two main approaches- solution processed polymers or vacuum processed small molecules -is not decided, yet. We here report on our advances in the field of vacuum processed small molecule based organic photovoltaic (OPV) devices. We have achieved a power conversion efficiency of 7.7% in a single junction device using a methylated quinquethiophene derivative as photoactive donor material in combination with the acceptor C60. This value is so far the highest efficiency ever reported for a small molecule based device with disclosed active materials. We demonstrate the important issues to achieve this value and give insight into the important processing issues for small molecule based OPV devices.

Silicium Solarzellen: Status Quo und Entwicklungen für die Zukunft

— Martin Hermle und Stefan Glunz — Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE Heidenhofstrasse 2, 79110 Freiburg, Germany

Silicium Solarzellen dominieren den Markt der Photovoltaik seit über 30 Jahren. Die rasante technologische und industrielle Entwicklung der Silicium Solarzelle hat zu einer dramatischen Reduzierung der Stromgestehungskosten der Photovoltaik auf unter 0,15 €/kWh in Süddeutschland und deutlich unter 0,1 €/kWh in südlicheren Ländern geführt. Für die weitere Entwicklung müssen nun neue Konzepte und Technologien erarbeitet und industriell umgesetzt werden. Dazu müssen jedoch auch die Verlustmechanismen und Limitierungen heutiger Solarzellen noch besser verstanden werden. Mithilfe solch einer Verlustanalyse können dann neue Konzepte bewertet und evtl. Prognosen für deren Umsetzung gegeben werden, um dem Ziel einer kostengünstigen und nachhaltigen Energieversorgung ein Stück näher zu kommen.

Simulationen zur Absorption und Wärmeübertragung an Solarturmabsorbern

— Timm Achenbach, Timo Bosch, Gerd Breitbach und Markus Sauerborn — Solar-Institut Jülich (SIJ), Heinrich-Mußmann-Str. 5, 52428 Jülich

Konzentriertes Sonnenlicht wird bei solarthermischen Kraftwerken von Absorbern absorbiert und in nutzbare Wärme gewandelt, die von einem Trägermedium abgeführt wird. Bei Turmkraftwerken wie z.B. dem Solarturmkraftwerk Jülich werden in porösen Absorbern bis zu 1000°C und höher erreicht. Als Wärmeträger wird Luft durch den Absorber gesaugt und auf ca. 700°C aufgeheizt. Der Absorber besteht aus hochporöser Keramik oder aus Metalldrahtstrukturen. Am SIJ wird die Optimierung der solaren Absorption und der konvektiven Wärmeübertragung auf das Medium mittels thermo- und strömungsmechanischer Berechnungen untersucht. Im Rahmen der Simulationen, die im Beitrag vorgestellt werden, sind als wesentliche Größen die Eindringtiefe der

Solarstrahlung und der volumetrische Wärmeübergangskoeffizient av für Drahtstrukturen untersucht worden. Die Abschwächung der Strahlung in der Tiefe des Drahtabsorbers, die mit einem Wärmeeintrag in die Struktur einhergeht, wird in der Regel durch eine e-Funktion (Extinktionskoeffizient κ) beschrieben. av ist eine Größe, die angibt, wieviel Energie in Abhängigkeit von Volumen und Temperaturdifferenz zwischen den Drähten und dem Fluid konvektiv übertragen wird. Die Größen av , κ bestimmen das Temperaturverhalten eines volumetrischen Absorbers entscheidend. Dabei wirkt eine niedrige Absorberfronttemperatur positiv auf den Absorberwirkungsgrad.

Energy Systems: The Importance of Energy Storage

—Ulrich Stimming — Institute for Advanced Study and Physik-Department E19, TU München, 85748 Garching

It is an important goal to gradually substitute energy conversion based on fossil fuels by one based on regenerative energies. As a consequence, electricity and heat or cool production moves from a centralized (one producer \diamond many consumers) to a decentralized operation (many producers \diamond many consumers). Thus, a completely revised architecture of energy systems is necessary. Such novel architectures have to be supported by technical possibilities, a central one of them being suitable storage devices for electricity and heat. While the efficiency is largely determined by the structure (=architecture) of energy systems, challenges lie in the technical performance of storage devices. For electrical storage criteria are energy density and power density (volumetric as well as gravimetric density) and costs. There are different technical approaches such as storage in batteries (charge in encased chemical energy), in super-capacitors (charge in physical systems), and chemicals (such as hydrogen) for long term storage, the latter requires a converter (e.g. a fuel cell) to make electricity. Purely physical systems such as compressed air or pumped hydroelectricity are also possibilities worth considering. An important parameter is the time for which storage should be accomplished and what corresponding self-discharge amounts to. Technology needs to be evaluated under the aspect of centralized versus de-centralized energy systems. These two parameters are the most important in the consideration of energy storage systems.

Die Rolle der Windenergie in der Energiewende: Chancen und Herausforderungen

— Bernhard Lange — Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, Kassel

Das Energiekonzept der Bundesregierung sieht vor, dass die Stromerzeugung aus Windenergie mittelfristig den Löwenanteil der deutschen Stromversorgung leistet. Bereits jetzt gibt es zu Zeiten mit hoher Einspeisung und schwachem Verbrauch ganze Netzregionen, die vollständig aus Windenergie gedeckt werden. Durch den geplanten Ausbau der Offshore-Windenergie wird die Bedeutung der Windenergie für die Stromversorgung weiter zunehmen. Bei zunehmendem Anteil an der gesamten Stromerzeugung führt die Integration dieser Technologien zu neuen Herausforderungen an das Stromversorgungssystem. Die Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, wie der Windenergie, unterscheiden sich grundsätzlich von den bisher eingesetzten Stromerzeugungstechnologien der fossilen oder nuklearen Kraftwerke. Der wesentlichste Unterschied ist die fehlende Anpassung der Erzeugung an den Verbrauch. Dies betrifft sowohl eine zeitliche Nichtanpassung von Windangebot und Stromverbrauch,

als auch die räumliche Nichtanpassung von Windressourcen und Verbrauchschwerpunkten. Meteorologische und klimatologische Aspekte spielen daher bei der Entwicklung eines tragfähigen Konzeptes zur Integration der Windenergie in die Stromversorgung eine wesentliche Rolle. Es müssen daher neue Konzepte in der Energiesystemtechnik entwickelt werden, die es ermöglichen, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien dauerhaft in das Stromversorgungssystem zu integrieren.

Die Zukunft der Stromspeicherung in Deutschland

—Hermann Pütter — GDCh, Frankfurt

Die deutsche Energiewende wird sich in den nächsten zwei Jahrzehnten vorwiegend auf dem Stromsektor abspielen. Erst nach 2030 wird sich die Gesellschaft mit der "Dekarbonisierung" unserer Wirtschaftsweise befassen, der Abkehr von fossilem Kohlenstoff. Trotz des Zubaus an erneuerbarem Strom aus Windkraft und Photovoltaik werden fossile Kraftwerke noch länger das Rückgrat der deutschen Stromversorgung bleiben. Eine wichtige Rolle kommt dem Erdgasnetz und der dazugehörigen Infrastruktur mit Gasspeichern und Kraftwerken zu. Wenn der Wärmebedarf durch Effizienzmaßnahmen sinkt, erhöht sich die Verfügbarkeit der deutschen Erdgasspeicher für die Stromversorgung und vermeidet den Bedarf an Langfriststromspeichern. Spezielle Stromspeicher für mehrere Tage oder Wochen sind dann nicht notwendig. Wichtig wird aber das Puffern von fluktuierendem Strom. Hierfür bieten sich einige Techniken mit hohem Wirkungsgrad an, wie Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher mit Wärmemanagement und Batterien. Ein stark propagierter Weg setzt auf Techniken mit niedrigem Wirkungsgrad, Stichwort "Power to Gas". Hierbei wird Peakstrom in Form von Wasserstoff bzw. Methan im Erdgasnetz gespeichert. Eine Analyse der Kosten zeigt aber, dass dieser Weg in eine Sackgasse führen muss. Trotzdem werden aufwendige Pilotanlagen für diese Technik gebaut und betrieben. Der Vortrag wird dieser Fehlallokation von F&E Mitteln Alternativen gegenüberstellen.

Power-to-Gas - Perspektiven einer technologischen Innovation

— Michael Sterner — Hochschule Regensburg, Postfach 12 0327, 93025 Regensburg

Fossile Energieträger sind Energieträger mit sehr hoher Energiedichte, die ausgehend von der industriellen Revolution große Entwicklungssprünge ermöglicht haben. Im Zuge der Klimaerwärmung und der Ressourcenknappheit gilt es, diese zu ersetzen. Wind- und Solarenergie zeichnet sich in Form von Strom als Primärenergieträger der Zukunft ab. Diese Energieformen haben jedoch Eigenschaften, welche ihre Integration in die bestehende Energieversorgung vor Probleme stellen: sie sind fluktuierend und wetterabhängig, zeitlich und räumlich unterschiedlich verteilt und weisen nur geringe Energiedichten auf. Die Speicherung von Wind- und Solarenergie ist naheliegend. Power-to-Gas ist eine Speicherinnovation, welche die Photosynthese technisch nachbildet und die Herstellung von Wind- und Solarkraftstoffen ermöglicht, die den konventionellen Energieträgern Erdöl und Erdgas gleich sind. Im Vortrag wird auf die physikalischen Zusammenhänge der Technologie, ihren Vor- und Nachteilen, den Möglichkeiten zur Integration in die Energienetze als Speicher und die Nutzung in der Kraftstoffbereitstellung für die Mobilität eingegangen und Perspektiven diskutiert.

Marktintegration intermittierender Elektrizitätserzeugung

— Georg Erdmann — Technische Universität Berlin

Der massiv geförderte Ausbau der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung hat zu einer Schieflage im deutschen Strommarkt geführt. Inzwischen lassen sich keine elektrizitätswirtschaftlichen Investitionen mehr ohne staatliche Förderung finanzieren. Um aus dieser Zwangslage herauszufinden, muss ein zukunftsfähiges Strommarktdesign eingeführt werden. Doch wie soll dieses aussehen? Der Vortrag präsentiert die diskutierten Vorschläge in ihren Vor- und Nachteilen und plädiert für ein eigenes Konzept, welches unter den Stichworten "Marktintegrationsmodell" und "Bilanzkreismodell" sich durch eine etappierte und vergleichsweise "filigrane" Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) implementieren lässt.

Wirtschaftliche und technologische Chancen und Restriktionen der Energiewende

— Detlef Stolten, Thomas Grube und Sebastian Schiebahn — Institut für Elektrochemische Verfahrenstechnik, IEK-3, Forschungszentrum Jülich GmbH, Jülich, Deutschland

Die Energiewende bietet für Deutschlands exportorientierte Industrie technische und wirtschaftliche Chancen durch eine Vorreiterrolle beim Aufbau eines weitgehend auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystems, das insbesondere in der Stromerzeugung massive Änderungen erfordert. Wesentlich für den Erfolg werden langfristig gesicherte politisch-wirtschaftliche Rahmenbedingungen und die Einbeziehung des kompletten Energiesektors sein. Ausgehend von der Forderung nach 80% CO₂-Reduktion im Jahre 2050 werden drei Szenarien technologisch und ökonomisch untersucht und dargestellt. Lösungen für die Verwendung des so genannten Überschussstromes aus erneuerbarer Energie durch Speicherung entlang unterschiedlicher Speicherpfade werden dargestellt und hinsichtlich ihrer technischen Machbarkeit und Kosten bewertet. Preiswert zu produzierender (nichtkonventioneller) fossiler Brennstoff wird den größten Einfluss darauf haben, ob die ermittelten Kostenstrukturen im internationalen Wettbewerb Bestand haben können. Dies wird als die größte Risikokomponente für die Energiewende und ihre technische Ausprägung diskutiert.

Die Energiewende in Baden-Württemberg – Ganzheitliche Betrachtung der Entwicklungen in der Energieversorgung bis 2025

— Karl-Friedrich Ziegahn — Karlsruher Institut für Technologie

Nach der Neuausrichtung der deutschen Energiepolitik im Rahmen der "Energiewende" sollen gemäß politischer Zielsetzung im Jahr 2020 ca. 38% der Brutto-Stromproduktion in Baden-Württemberg (BW) durch EE erbracht werden. Im Jahr 2025 nach dem endgültigen Abschaltender Kernkraftwerke müssten etwa 40 % bis 42 % Bruttostromerzeugung in BW aus EE angenommen werden. In einem Gutachten [1] des Karlsruher Instituts für Technologie wurden die daraus abschätzbare Situation des Strommarktes und der Versorgungssicherheit sowie die Konsequenzen für die heimische Wirtschaft analysiert. Hierfür wurde die Entwicklung der Energieversorgung in BW in zwei Szenarien unter Berücksichtigung der Preisentwicklung und der Liefersicherheit für elektrische Energie kalkuliert. Dabei werden die von der Landesregierung festgelegten Ausbauziele der EE zu Grunde gelegt bzw. alternativ die Situation betrachtet, wenn diese

Ziele nicht wie geplant erreicht werden. Die Untersuchungen schließen sowohl Chancen als auch Risiken für die baden-württembergische Wirtschaft, Handlungsempfehlungen für die Landespolitik und Orientierungspunkte für die Energieforschung ein. Betrachtet werden technische Aspekte wie die volatile Verfügbarkeit von Energie aus diversen Erzeugungskonzepten, infrastrukturelle Rahmenbedingungen wie den Ausbau und die Weiterentwicklung der Übertragungsnetze und soziale Umstände im Bereich des Verbrauchsverhaltens und der demographischen Entwicklung der Bevölkerung sowie mögliche politische Rahmenbedingungen und Anreizsetzungen. Im Ergebnis ergeben sich Anforderungen an Netzausbau und -stabilisierung, Energiespeicherung, Stromimport, Back-up mit konventionellen thermischen Kraftwerken sowie Verbrauchsreduzierungen. Entsprechende Modellrechnungen zeigen bis 2025 eine deutliche Erhöhung des Großhandels-Strompreises gegenüber dem Referenzjahr 2010. Zudem sind massive Investitionen in neue Technologien und damit einhergehende Forschung unerlässlich. Das Gutachten schließt mit Empfehlungen an die wissenschaftliche, infrastrukturelle und politische Gestaltung der Energiewende. [1] W. Fichtner, M. Genoese, R. McKenna, S. Schäfer, A. Büchelmaier, P. Ringler, S. Cail und K.-F. Ziegahn. Die Weiterentwicklung der Energiewirtschaft in Baden-Württemberg bis 2025 unter Berücksichtigung der Liefer- und Preissicherheit. Karlsruher Institut für Technologie (2012)

Dieser Vortrag wurde ersetzt durch „Zukünftige Herausforderungen der Elektrizitätsversorgung aus energiewirtschaftlicher Perspektive“ vorgetragen von Dominik Möst, TU Dresden.

Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland

— Dieter Franke, Stefan Ladage, Ulrich Berner, Roberto Pierau und Ulf Rogalla — Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover

Deutschland verfügt über ein bedeutendes Potenzial an Schiefergas. Nach einer Studie, die von der BGR in 2012 durchgeführt wurde liegen die ermittelten Schiefergasmengen deutlich über Deutschlands konventionellen Erdgasressourcen und -reserven (0,3 Billionen Kubikmeter). Damit könnte Schiefergas aus heimischen Vorräten signifikant zur Erdgasversorgung Deutschlands beitragen und den Rückgang der Förderung aus konventionellen Erdgaslagerstätten auffangen. In der Studie wurden die wichtigsten Gesteinsformationen mit dem größten Schiefergaspotenzial untersucht. Diese befinden sich vor allem im Norddeutschen Becken. Kleinere Potenziale liegen im Oberrheintalgraben. Insgesamt werden die technisch förderbaren Mengen auf 0,7 bis 2,3 Billionen Kubikmeter Erdgas beziffert. Die verfügbaren Daten erlauben derzeit keine genauere Abschätzung. Zudem gilt, dass aufgrund von genehmigungsbedingten Auflagen nicht alle der ausgewiesenen Ressourcen genutzt werden können. Neben der Untersuchung der geologischen Ressourcen hat die Studie auch mögliche Folgen einer Schiefergas-Förderung auf die Umwelt betrachtet und die Auswirkungen von Fracking-Maßnahmen untersucht.

Nutzung unkonventioneller Erdgasvorkommen: Was sind die Risiken?

— Dietrich Borchardt — Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung-UFZ, Magdeburg

In den letzten Jahren setzt die Erdgasindustrie weltweit zunehmend die „Hydraulic Fracturing-Technologie“ ein. Bislang in Deutschland vor allem, um „konventionelle“ Erdgasvorkommen vollständiger nutzen zu können. Seit dem Jahr 2010 beabsichtigen

Unternehmen der Erdöl- und Erdgasindustrie jedoch auch hierzulande, „unkonventionelle“ Erdgasvorkommen zu erkunden und zu fördern. Durch mehr oder minder seriöse Medienberichte in den USA über dort durch Bohrungen und Gasförderung verursachte Verunreinigungen von Gewässern und Grundwasser, über brennbares Methan in Hausbrunnen, über Erdbeben und eine negative Klimabilanz wuchs die Sorge, dass natürliche Ressourcen (vor allem das Trinkwasser) gefährdet sind und eine Energie-strategische Fehlentwicklung befördert wird. Mit der Erdgasförderung aus unkonventionellen Lagerstätten entstehen im Vergleich zur herkömmlichen deutschen Erdgasförderung neuartige Risikobereiche. Wesentliche Punkte sind: 1. Die unkonventionellen Vorkommen liegen in Deutschland in der Regel weniger tief als konventionelle Lagerstätten. Der Abstand zum nutzbaren Grundwasser und zu grundwasserabhängigen Ökosystemen ist geringer. 2. Für die Erschließung unkonventioneller Lagerstätten sind zahlreiche Bohrungen und Frack-Vorgänge erforderlich. Im Vergleich zur Förderung von Erdgas aus konventionellen Vorkommen bestehen zusätzliche Belastungen und Risiken: Es werden mehr Flächen für Bohrplätze und die technische Infrastruktur in einer Region benötigt. Daher sind mehr Menschen und insbesondere die Landwirtschaft, der Tourismus und der Naturschutz direkt betroffen. Es sind mehr Transportvorgänge (Lkw, Pipeline) und mehr Umfüll-, Reinigungs- und Lager-Vorgänge (Chemikalien, Abwasser, Erdgas) erforderlich – mit entsprechenden Unfallrisiken. Hinsichtlich der unterirdischen Vorgänge in der Lagerstätte aufgrund einer größeren Zahl von Frack-Vorgängen in einem begrenzten Raum liegen hierzulande keine Erfahrungen vor. Der Wasserverbrauch ist aufgrund der zahlreichen Frack-Vorgänge deutlich höher. Für die größere Zahl von Bohrvorgängen ist ein höherer Energieeinsatz erforderlich. Damit fällt die Öko-Bilanz schlechter aus. Die Frage, ob diese Energienutzung am Ende gesellschaftlich gewünscht ist, bedarf einer in der Sache fundierten, sorgfältigen und realistischen Diskussion dieser Risiken und darauf aufbauenden rationalen politischen Entscheidungen.

Enthalpie, Entropie und Temperatur des Phasenübergangs fest-flüssig - eine Analyse von Elementen und chemischen Verbindungen

— Harald Mehling — ZAE Bayern, Abteilung 2 "Funktionsmaterialien der Energietechnik", Am Hubland, 97074 Würzburg

Die Speicherung von Wärme als latente Wärme, das heißt bei konstanter Temperatur, geschieht im Allgemeinen unter Ausnutzung des Phasenübergangs fest-flüssig. Zur gezielten Optimierung der Speichermaterialien, sowie zur Abschätzung der theoretisch möglichen Speicherdichte, ist ein besseres Verständnis der Vorgänge auf atomarem und molekularem Niveau notwendig. Daher wurde eine Analyse der Enthalpie und Entropie des Phasenübergangs fest-flüssig, sowie der Phasenübergangstemperatur, anhand von Daten von mehr als 450 Materialien (Elemente und chemischen Verbindungen) durchgeführt. Die Analyse zeigt, dass sich ähnliches Verhalten von Materialien in vielen Fällen durch ähnliche Effekte beim Schmelzen erklären lässt. In vielen Fällen ist das vereinfachte Bild der Lockerung von Bindungen beim Schmelzen im Zusammenhang mit einer Betrachtung des Ordnungsgrads in der festen Phase (kristallin/amorph) ausreichend, um die vorliegenden Daten zu erklären. Speziell bei Materialien mit außerordentlich hohen Schmelzentropien treten jedoch zudem Änderungen der Bindungsart sowie Änderungen der Molekülstruktur zwischen der festen und flüssigen Phase auf. Letztere geben wertvolle Hinweise zur gezielten Optimierung der Speichermaterialien sowie zur Abschätzung der theoretisch möglichen Speicherdichte.

Optimized Stellarator as a Candidate for a Fusion Power Plant

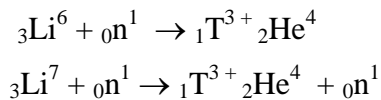
Beate Kemnitz and Thomas Klinger, Max-Planck Institute for Plasma Physics, Greifswald (Germany)

1. Fusion

The aim of fusion research is to develop a new primary energy source, which has great potential to significantly contribute to the global energy supply. The sun, a “regular” star of the G2-type, is mainly powered by the fusion of protons to Helium. The extremely small reaction rates of this process require very high particle densities. Additionally, in order to overcome the Coulomb barrier between the charged particles by means of the tunnel effect, core temperatures of about 1 keV are required. This results in plasma pressures of the order of 1011 bar that are impossible to handle on earth under steady-state conditions. The fusion reaction of Deuterium (heavy isotope of hydrogen) with Tritium (super-heavy isotope of hydrogen) has a much more favorable reaction cross-section at reasonable particle energies (about 10 keV). The reaction scheme reads to be



This reaction generates about 17.6 MeV of kinetic energy per reaction. Radioactive isotopes (in particular lanthanides and actinides) are not produced. The Helium (α) particle provides the heating of the plasma to maintain the fusion conditions. The neutrons are carrying most of the generated energy and will be used in a power plant not only to transform kinetic into thermal energy but also to produce Tritium via the following nuclear reactions with Lithium:



The process of breeding tritium happens in the so called “breeding blanket” – an about 2m thick layer on the wall of the reactor chamber. In the blanket, the neutrons are slowed down, the kinetic energy is absorbed and a cooling fluid (or gas) is heated up which finally – after passing a heat exchanger – drives turbines to produce electricity. The blanket also contains the Lithium to react with the neutrons for producing Tritium. The Tritium will be separated from Helium and fed back into the plasma. It is important to note that the radioactive Tritium (β -radiator with 12.3y half value time) is produced in-situ and needs not to be transported to the power plant.

The ultimate fuel for a future fusion power plant is Deuterium and Lithium. Deuterium and Lithium are available throughout the world in almost inexhaustible quantities (in the sea water and in the earth) and can satisfy the world’s energy demand for millions of years.

To ignite the fusion reaction, appropriate conditions are required: One has to achieve high plasma temperatures (10 to 20 keV), sufficiently high particle densities (about 10^{20} m^{-3}), and good energy confinement times (several 10 s) simultaneously. The energy confinement time is a measure for the heat insulation between the plasma and the (cold) wall. These conditions can be reached using magnetic confinement of the plasma (see below).

2. Magnetic confinement

Plasmas can be shaped by magnetic fields because they consist of charged particles: the ions and the electrons both follow helical trajectories around the magnetic field lines due to the Lorentz force. The particles are thus tied to the field lines but move force-free in the longitudinal direction of the magnetic field lines. For example, a long cylindrical coil produces straight magnetic field lines; ions and electrons are magnetized and radial losses are strongly reduced. The free motion along the field lines, however, leads to strong particle and energy losses at both ends of the cylinder. By arranging magnetic coils to form a closed ring, a torus-shaped magnetic field with closed field lines is created which avoids end-losses. However, a purely toroidal magnetic field is well-known not to confine a plasma due to strong radial particle drifts. The field lines have to be “twisted” to compensate the charge imbalances that prevent magnetic confinement of the plasma. These twisted field lines form nested magnetic surfaces, on which the density and temperature are constant. Fusion research currently concentrates on devices of two concepts of magnetic confinement, the tokamak (Fig. 1) and the stellarator (Fig. 2).

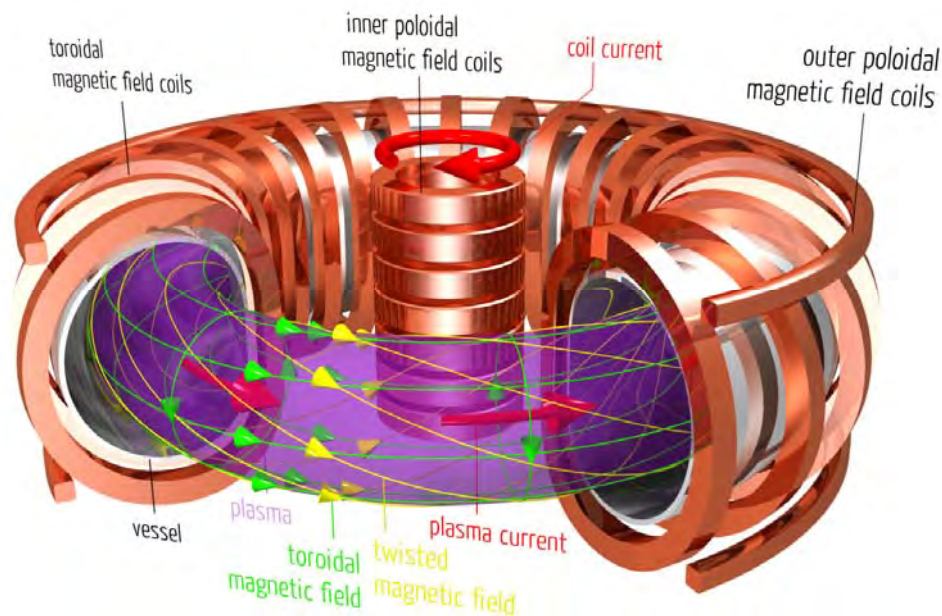


Fig. 1: Schematic drawing of a tokamak. The copper colored rings are magnetic field coils. The plasma is indicated in magenta. Green arrows represent the purely toroidal magnetic field, yellow arrows the twisted magnet field lines. The red arrow represents the strong plasma current induced by the current in the central solenoid.

In a tokamak, the toroidal magnetic field is provided by planar coils. The toroidal field is twisted by the poloidal field generated via an electric current in the plasma. The plasma current is induced by the field generated in a central solenoid that is driven with an alternating current. One could say that the plasma acts as the secondary winding of a transformer. The induced electric field is also used for plasma build-up and heating and it is important to note that a tokamak plasma equilibrium is a self-organized state. Tokamaks have a relatively simple geometry and they are toroidally symmetric, which yields a number of conserved quantities. The tokamak concept has proven to be very successful: today's most advanced experiments are based on this principle. However, the ultimate requirement

to run a strong current in the plasma is a serious obstacle for stable steady-state operation. Since induction requires pulsed operation, the plasma current must be driven by other means, e.g. particle beams or plasma waves. In addition – from the thermodynamic point of view – a strong plasma current is a source of free energy, which is often released via plasma instabilities that can lead to a total breakdown of the plasma equilibrium (current disruption).

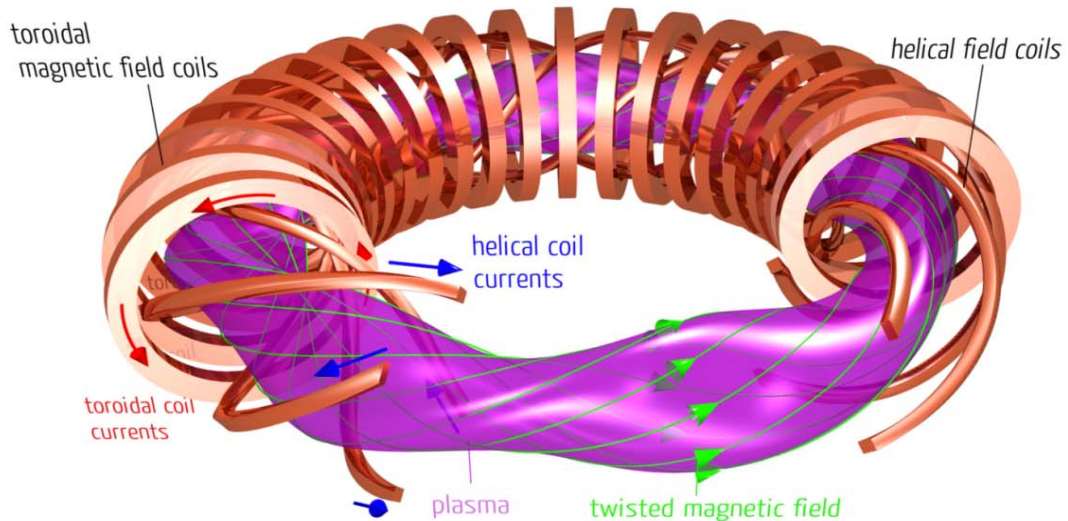


Fig. 2: Schematic drawing of a classical stellarator. The copper colored rings are magnetic field coils. The plasma is indicated in magenta. Green arrows represent the helically twisted magnetic field lines. The red and the blue arrows represents the current in the toroidal and helical coils, respectively.

3. Stellarators

The stellarator is an alternative concept. The stellarator magnetic field is generated by external coils only. A plasma current is not needed. As a consequence, different from a tokamak, the vacuum magnetic field has already confinement properties and the stellarator is intrinsically steady-state capable. The classical stellarator (Fig. 2) is based on a combination of planar coils and a pair of large, helical coils. These helical coils are critical from the engineering point of view (manufacturing, assembly, repair).

Helical coils can be avoided by combining helical and planar coils to non-planar ones, the so-called Wobig-Reker coils. An important benefit of non-planar coils is that the magnetic field geometry can be shaped via the specific coil geometry. This allows for a physics-based optimization of the magnetic field, which turned out to be extremely beneficial for the development of the stellarator line (see below). The optimization of the magnetic field is, however, computationally expensive and only after the first supercomputers of the late 80's became available, the suite of coupled codes could be run in a reasonable time frame. This also explains why the stellarator concept is somewhat lagging behind the tokamak concept, which is mathematically more accessible. Meanwhile, the stellarator research is moving from mid-size to large-scale experiments.

There are seven criteria that were chosen to form the basis stellarator optimization:

1. high quality of vacuum magnetic surfaces,
2. good finite equilibrium properties at $\langle\beta\rangle = 5\%$,
3. good MHD stability properties at $\langle\beta\rangle = 5\%$,
4. reduced neoclassical transport in $1/\nu$ -regime,
5. small bootstrap current in the long-mean-free-path regime,
6. good collisionless fast particle confinement,
7. good modular coil feasibility.

Here, $\langle\beta\rangle$ is the magnetic pressure $p_{\text{mag}} = B^2/2\mu_0$ normalized by the plasma pressure $p = n k_B T$ averaged over the total plasma volume. The $1/\nu$ -regime is a parameter range, where the diffusion coefficient scales inversely with the collision frequency ν .

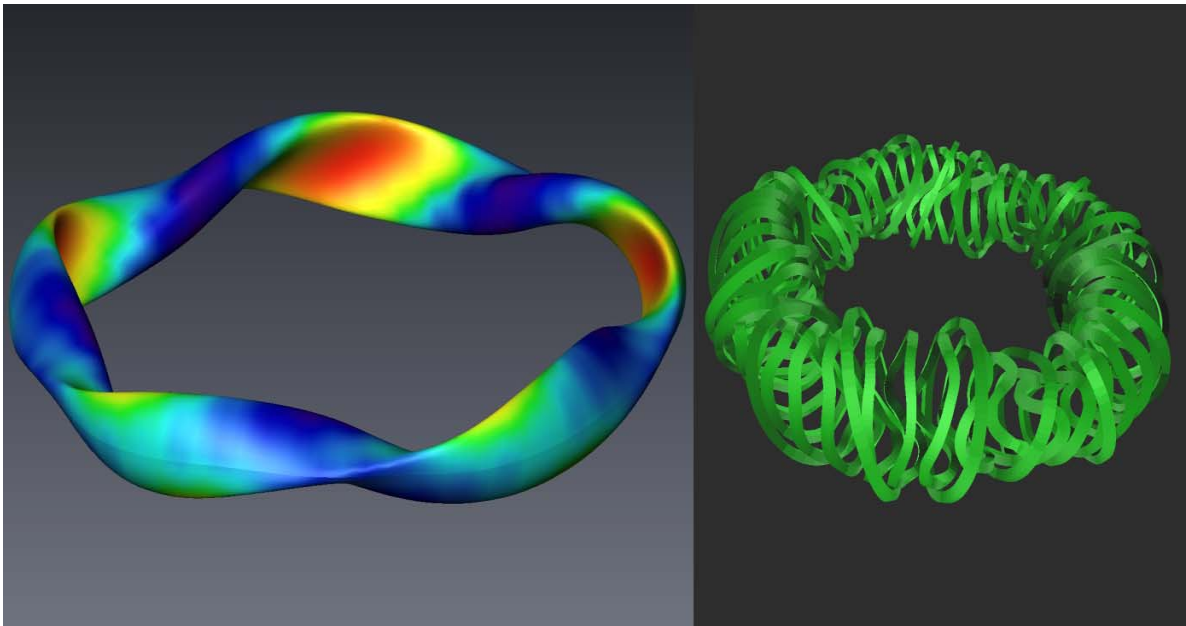


Fig. 3: Color-coded modulus of the magnetic field at the last closed flux surface (left). Red color indicates the strongest field, blue color the weakest field. The corresponding magnet system consists of 50 non-planar and 20 planar coils (right).

Using the above optimization criteria, the magnetic field and plasma geometry of the stellarator device Wendelstein 7-X has been obtained. Fig. 3 shows both the modulus of the magnetic field at the last closed flux surface and the magnetic field coil system with 50 non-planar coils. The coils have five different coil geometries and they are arranged in a five-fold symmetry. Each coil type is separately controlled, which yields a range of magnetic configurations. An additional toroidal field is generated by a set of 20 planar coils, which adds further to the flexibility of the device. It is a major scientific goal of the experiment Wendelstein 7-X to explore the whole range of optimized magnetic geometries with regard to plasma performance and consistency with divertor operation (see below).

4. Engineering

The engineering design of Wendelstein 7-X is grouping the coils into five identical magnet modules. Each module (Fig. 4, 5) consists of two flip-symmetric half modules with five

different non-planar and two different planar coils each. Coils of each type are connected in series via superconducting bus bars and can be energized independently to provide the above mentioned wide range of operational flexibility. Each of the seven coil groups is connected to a power supply via a pair of current leads. The current leads form the interface between the warm end (power supply) and the cold end (bus bar).

The 50 non-planar and 20 planar coils are superconducting (Liquid He cooled NbTi cable-in-conduit with 18.2 kA and 16 kA nominal current, respectively). Each coil bolted to a central support structure with two extensions, which have to take up considerable mechanical stresses of the order 100 MPa. The structural integrity of the complete magnet system requires a variety of different mechanical support elements between each coil pair.

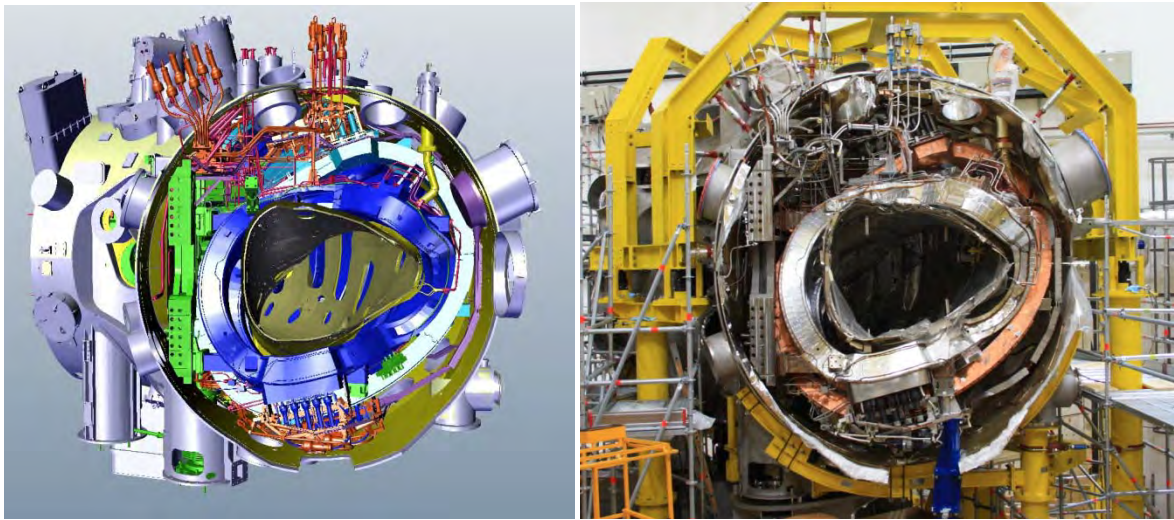


Fig 4: A complete module of Wendelstein 7-X as a CAD model (left) and as built (right).

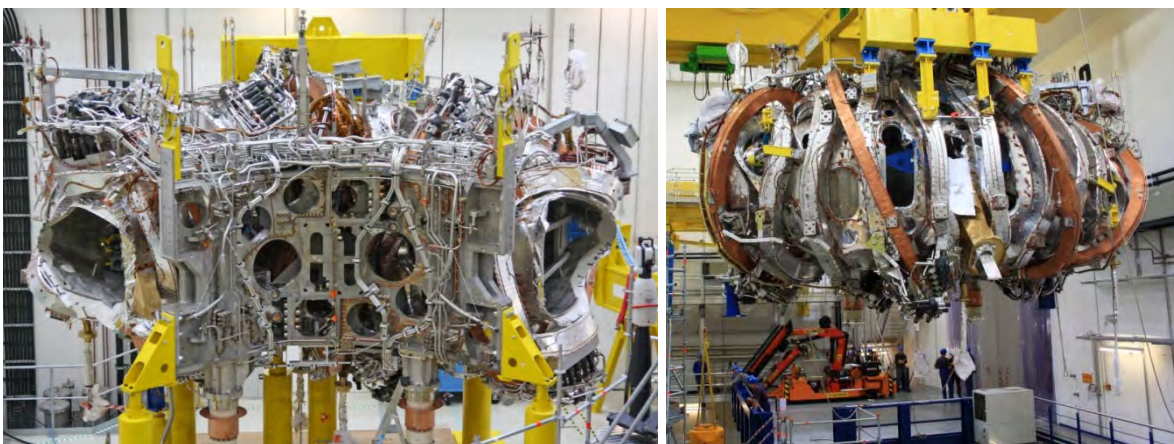


Fig. 5: Magnet module with a view on the central support ring element (left) and hanging on the lifting unit with a view on the non-planar and planar coils (right).

The cryostat provides the thermal insulation of the cold magnet system and consists of the plasma vessel with 30m³ volume, the cryostat vessel with an outer diameter of 16 m, the 254 ports, and the thermal insulation. The cold mass is 425 t in total and is cooled with liquid Helium to 3.4 K. The ports have over 100 different shapes and dimensions to allow the optimum access from the outside to the plasma vessel. They are used for plasma diagnostics and heating, supply and exhaust. The outer surface of the plasma vessel, the inner surface of the cryostat vessel and all port outer surfaces are insulated with a multilayer insulation of aluminized Kapton[®] foils and an actively cooled 70 K thermal shield. The thermal shield is made of brass except for the plasma vessel, where a glass fiber composite with copper meshes is used. The purpose of the thermal insulation is to minimize the thermal load on the cryogenic components in the cryostat.

The key element for the controlled contact between the plasma and the solid wall is the so called divertor. A divertor is used to control the power and particle flux from the plasma edge. Wendelstein 7-X is using the island divertor concept, where the natural islands in the magnetic field structure intersect the most highly loaded divertor elements (see Fig.6). Like the magnetic field, the divertor has a five-fold symmetry and is composed of 10 units, one in the top and one in the bottom of each magnetic field period.

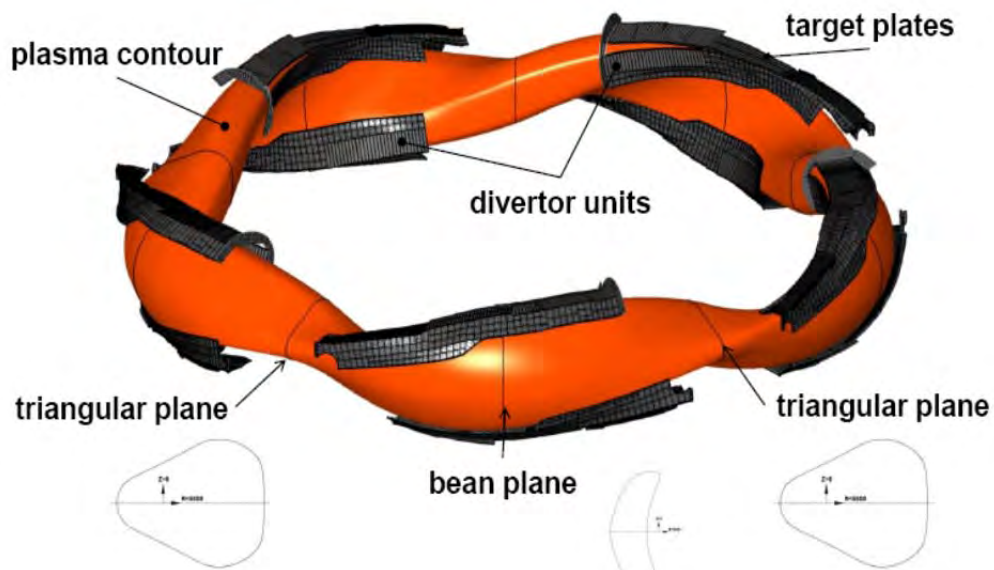


Fig. 6: Schematic drawing of the island divertor of Wendelstein 7-X. It consists of ten divertor modules (black structures: divertor target plates) located at the bean-shaped cross section of the plasma, such that natural magnetic islands intersect with the target plates.

In addition, the steel wall of the plasma vessel is completely covered with actively cooled wall elements: graphite heat shields, steel wall panels, baffle modules – in total 265 m² surface. The water cooling is provided by a complex system of water lines with 4000 m length in total. The heat load on the in-vessel components varies between 100 kW/m² and 10 MW/m² and the total energy turnaround is 36 GJ. Cryopumps are used to remove the neutral gas in the divertor volume and control coils allow one to limit the thermal flux on the most loaded areas of the divertor.

After more than 10 years of construction time, all major device components are manufactured, tested and delivered. The five modules are installed on the machine base and connected with each other (Fig. 7). The remaining large assembly work packages are the following:

- assembly of altogether 2500 large in-vessel components with about 710.000 single parts in total;
- assembly of the 14 current leads;
- assembly of the device periphery, including steel support structures, platforms, water and He pipework, device instrumentation, cable trays, cables, electrical cabinets, diagnostics, heating systems.

Since the agreement on a sound baseline plan in 2007, the Wendelstein 7-X project has been on budget and on schedule. The completion of the device is foreseen for mid-2014 and the detailed planning for the device commissioning is in progress. The first plasma is scheduled for mid-2015.

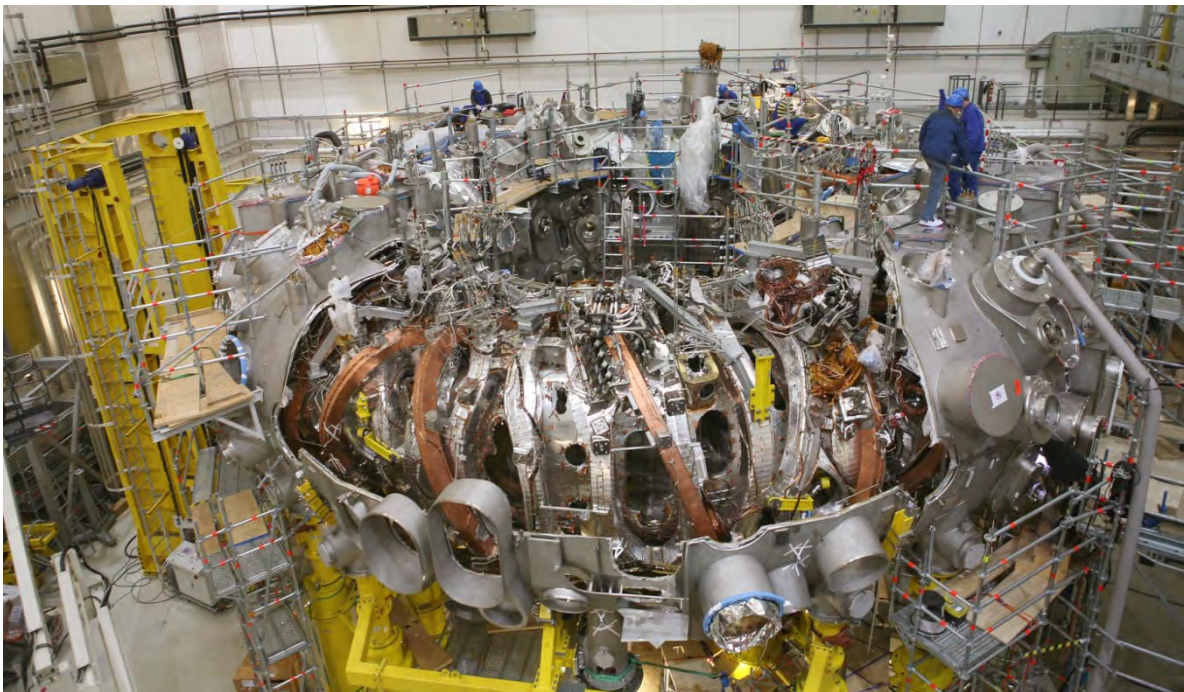


Fig. 7: View on Wendelstein 7-X with all five magnet modules on the machine base. The last half-shell of the cryostat vessel is closed in the mean time.

5. Program

The major scientific goals for Wendelstein 7-X are the following:

- to demonstrate with the construction of Wendelstein 7-X that it is possible to build an optimized stellarator with modular, non-planar coils;
- to prove that a stellarator can confine a plasma as good as a tokamak of similar size;

- to integrate high temperature, high density, good confinement discharge scenarios with good stability, fully consistent with divertor operation, fuelling, density control and particle exhaust;
- to maintain fusion relevant plasma parameters for about thirty minutes and thus to prove that an optimized stellarator can be operated under high-power steady-state conditions.

This is an ambitious program that intends to position the optimized stellarator as a candidate for a future fusion power plant. However, Wendelstein 7-X cannot address all scientific and technical questions alone. In particular, it is not a nuclear device, i.e., Deuterium-Tritium (D-T) operation is not foreseen and technically not possible. For addressing the pressing questions of integrated nuclear operation with a D-T plasma, one needs a much bigger device in order to obtain a relevant level of α -particle heating. This is one of the main goals of the large, international project ITER, under construction in Cadarache, France (Fig. 8).

The tokamak ITER (latin for “the way”) is to generate 500 megawatts of fusion power, which means about a factor of 10 more energy than necessary for heating fusion plasma. ITER is currently being built by the European Union, Japan, the USA, China, Russia, India and South Korea. Its construction is estimated to take about ten years.

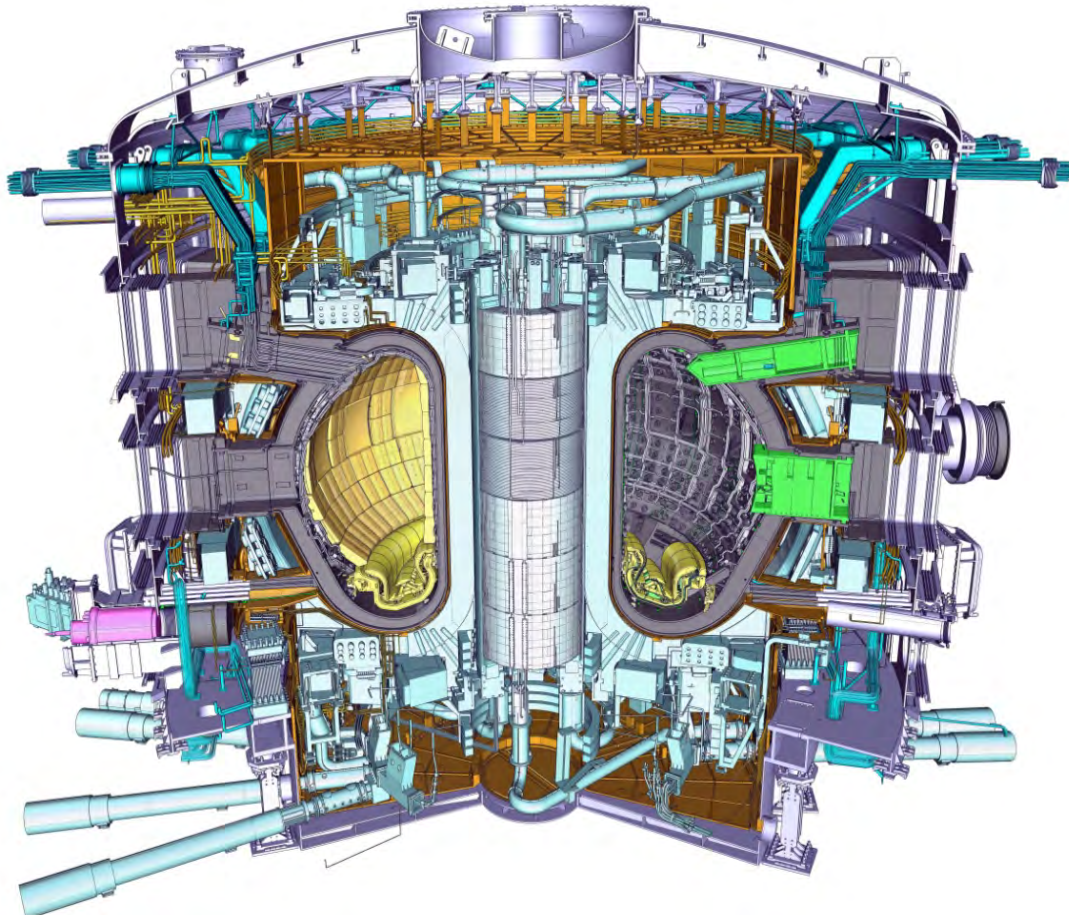


Fig. 8: ITER – the world’s largest tokamak with a plasma volume of 840 m^3 (courtesy: ITER.org)

An extrapolation of Wendelstein 7-X to a stellarator fusion power requires ITER results, both in physics (α -heating) and technology (Tritium breeding). A stellarator fusion power plant based on the present day knowledge gives an idea what such a device could look like (Fig. 9 and Table 1).

	Wendelstein 7-X	Stellarator FPP	Unit
Fusion power	0	3000	MW
Toroidal magnetic field	3	5-6	Tesla
Plasma volume	30	1500	m ³
Heating power	20-30	600 (α -power)	MW
Average neutron flux	0	1	MW/m ²
Average heat flux to invessel components	0.1	0.4	MW/m ²

Table 1: Key parameters of this stellarator fusion power plant (FPP) in comparison to Wendelstein 7-X

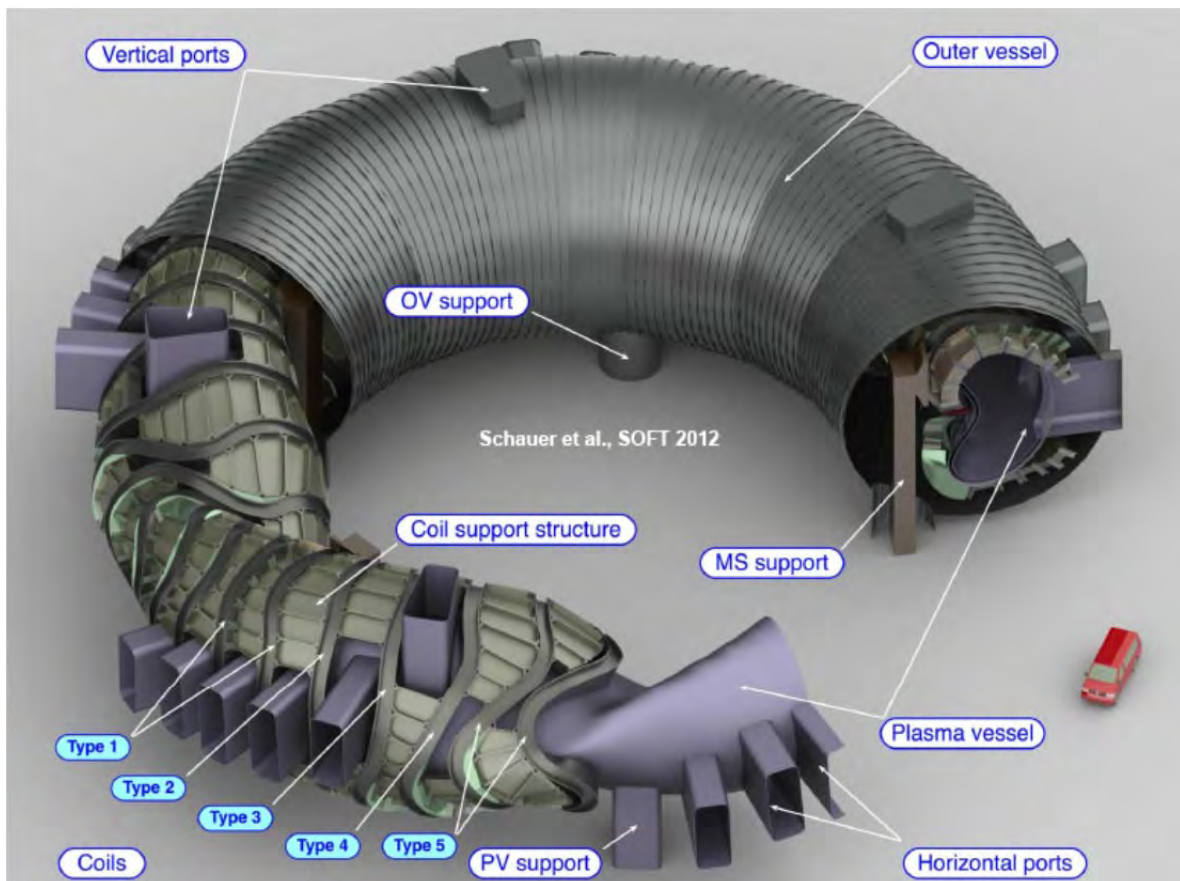


Fig. 9: An artist's view of a stellarator fusion power plant with about 1500m³ plasma volume and an outer diameter of about 45m.

6. Conclusions

Wendelstein 7-X is a key device for fusion in general and for the stellarator concept in particular. The start of commissioning is foreseen for spring 2014 and the scientific operation will start in spring 2015. It is the goal of the project Wendelstein 7-X to demonstrate the reactor potential of the stellarator concept. For that purpose, the careful optimization of the magnetic field geometry is indispensable. Wendelstein 7-X will be the first experimental fusion device that is able to operate fusion-relevant plasmas under steady-state conditions.

Further reading

- (1) G. Grieger et al. "Physics optimization of stellarators", *Physics of Plasmas* 4 (1992) 2081-2091.
- (2) H.-S. Bosch et al., Construction of Wendelstein 7-X – engineering a steady state stellarator, *IEEE Transactions on Plasma Science* 38 (2010) 265-273.
- (3) T. Bräuer et al., "Progress, challenges, and lessons learned in the construction of Wendelstein 7-X", *IEEE Transactions on Plasma Science* 40 (2012) 577-583.
- (4) K. Risse et al., "Design, Tests, and Repair Procedures for the Electrical Insulation of the Superconducting W7-X magnets", *IEEE Transactions on Applied Superconductivity* 20 (2010) 447-450.
- (5) O. Neubauer et al., "The busbar system for Wendelstein 7-X prepared for assembly and operational loads", *Fusion Engineering and Design* 84 (2009) 1416-1419.
- (6) R. Heller et al., "Test results of the high temperature superconductor prototype current leads for Wendelstein 7-X", *IEEE Transactions on Applied Superconductivity* 21 (2011) 1062-1065.
- (7) R. Stadler et al. "The in-vessel components of the experiment Wendelstein 7-X", *Fusion Engineering and Design* 84 (2009) 305-308.
- (8) L. Wegener, "Status of Wendelstein 7-X construction", *Fusion Engineering and Design* 84 (2009) 106-112.
- (9) C. Sborchia, "The manufacture of the W7-X superconducting magnet system as relevant experience for the construction of next fusion devices", *IEEE Transactions on Applied Superconductivity* 17 (2007) 1334-1337.

Beate Kemnitz, Prof. Dr. Thomas Klinger
Max-Planck-Institut für Plasmaphysik
Teilinstitut Greifswald
Wendelsteinstr. 1
D-17491 Greifswald

The availability of rare elements for advanced energy technologies

Alex M. Bradshaw, Max-Planck-Institut für Plasmaphysik, Garching/Greifswald and Fritz-Haber-Institut der Max-Planck-Gesellschaft, Berlin,
Benjamin Reuter, TUM CREATE Ltd, Singapore,
Thomas Hamacher, Institut für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Technische Universität München

Abstract

In the course of this century we expect to see a substantial global shift in electricity generation away from fossil fuels and nuclear fission towards renewable energy forms, including perhaps nuclear fusion. This shift in energy policy will be accompanied by a strong demand for non-fuel raw materials required for the generation, storage, transmission and exploitation of these energy forms. Whilst some of these materials could effectively become exhausted in the years (perhaps better centuries) ahead, some are already regarded, rightly or wrongly, as “scarce”. Many of them have been characterised by steep price increases in recent years. Examples are neodymium, praseodymium and dysprosium for rare earth-based permanent magnets in wind turbines; indium, gallium, selenium and tellurium for thin film solar cells; and possibly beryllium and helium for nuclear fusion. Various factors are expected to contribute to “scarcity”, which is an economic term describing a situation where supply is outstripped by demand. These include fluctuations in demand, investment constraints, geopolitical factors, environmental problems, the status of the mineral as a by-product and, possibly, geochemical scarcity. We suggest that the latter may pertain when average grades of ore are falling as a result of mineral depletion, but at the same time inflation-corrected mineral prices are rising.

1. Introduction

The German *Energiewende*, or energy transformation process, has attracted considerable attention internationally, since Germany is so far the only major industrial country which has made a commitment of this magnitude: In 2011 the German Federal government, and subsequently the German parliament – acting in the aftermath of the Fukushima disaster – decided to shut down immediately 8 nuclear reactors and the remaining 9 by 2022. This corresponds to about 25 % of electricity generating capacity, which has to be compensated as far as possible by renewable energy forms and increases in energy efficiency. Germany had already decided on a 18 % penetration of renewables into the *total* primary energy market by 2020, in compliance with the EU 20-20-20 policy [1], and to aim for 60 % by 2050. Although the possibilities of generating electrical energy in a “renewable”, or perhaps better, sustainable way are manifold, there is widespread agreement that wind and solar will be the prime carriers, particularly since the chances for the realisation of a large number of new hydroelectric projects are generally regarded as limited. Photovoltaic panels and wind turbines are, however, interesting examples of advanced technologies which require certain rare elements that have hitherto only been used in such small quantities for a limited number of applications that there has never been a supply problem. Many of these elements have even been regarded hitherto as “chemical curiosities”, to quote a recent report from the American Physical Society and the Materials Research Society [2]. It is estimated, for example, that mobile (or cell) phones contain around 50 different elements, including Li,

Be, Mn, Co, Ga, As, Sr, Y, Zr, Mo, Ru, Pd, Ag, In, Sn, Sb, Ta, Pt and, last but not least, Au. Up to and including 2011 about 1.3×10^{10} mobile phones have probably been produced worldwide. It is thought that these contain, or contained, total accumulated amounts of ca. 2,800 t, 28 t and 45 t of silver, gold and platinum, respectively. Of the other rare elements, tantalum, indium and gallium, for example, were used in total quantities of ca. 45 t, 23 t and 13 t, respectively [3]. (“Rare” elements are normally defined as those that have a concentration in the earth’s crust of less than 0.1 %. There is also a tendency to refer to such elements as “scarce”, but as we will discuss below, this is an economic term, describing the state of the market for a particular element or its compounds.) The very strong increase in consumption of rare elements in recent decades as a result of their many new applications in various advanced technologies is exemplified by figures for the annual global production of rare earth elements (REE). These are mined and traded as oxides (REO). In the first half of the last century annual global REO extraction was on average 2,000 t. There has been a phenomenal increase since 1950, namely by a factor of 60, as shown in Figure 1, which is based on data from the United States Geological Survey (USGS) [4]. In almost the same period (until 2005) the annual global extraction rate of metals in general (metal content) increased by only a factor of ca. 7 according to Krausmann *et al* [5]. Other rare elements, e.g. indium (see below), have also been extracted in recent decades at rates higher than the average, but no curve is quite so dramatic as that for the REE.

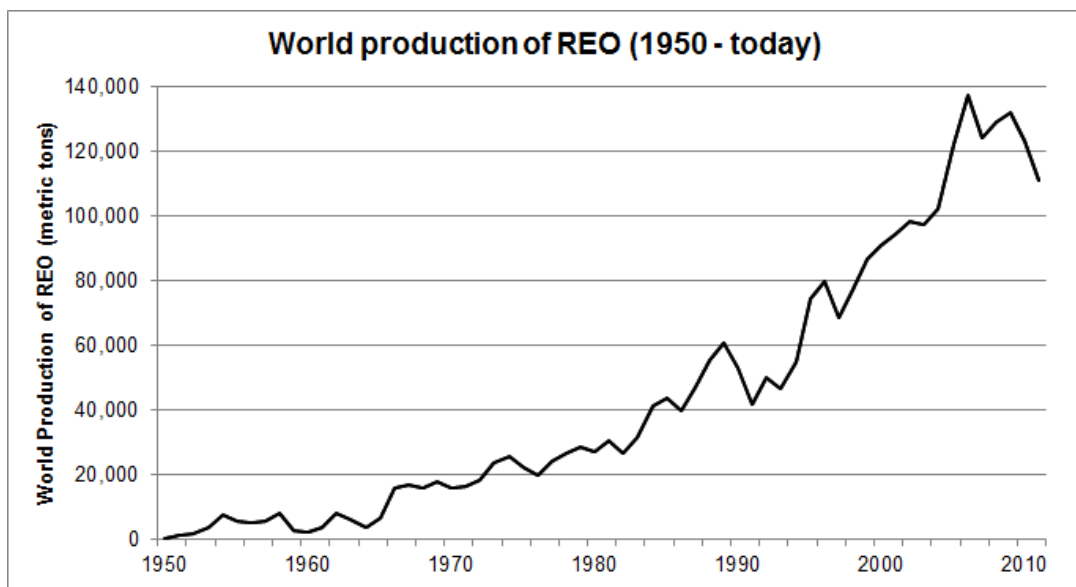


Figure 1: The large increase in the annual world production of rare earth oxides since 1960. Data from USGS tables [4].

In recent years concern has been expressed about the potentially difficult, or “critical”, supply situations that might develop – or in some cases perhaps, have already developed – in connection with mineral resources containing rare elements. (We return to the term “critical” below.) These range from alarmist articles in the popular press, to well-researched reports by various bodies, including learned societies, and to papers in the scientific literature. Moreover, at least five studies have been concerned specifically with energy-related materials [2, 6-8]. Probably most influential of the general reports on this topic was that of the National Research Council (NRC) of the US National Academies in 2008, with the title “Minerals, critical minerals, and the US economy” [9]. There are several factors or

criteria, which are potentially relevant in determining whether the availability situation of a particular element is likely to become “critical”; they have recently been discussed and categorised by Graedel et al [10]. On the supply side, these are “security of supply” (in the geopolitical sense), “extraction as by-product”, “environmental hazards” and possible “geochemical scarcity” due to mineral depletion. The monopolistic position of China on the REO market in recent years and the price bubble in 2011/12 (see Figure 2) have given new meaning to the notions of “security of supply” and “geopolitical factors”: Beginning in the early 2000’s the Chinese government had imposed restrictions on the export of REE in order to regulate their industry more stringently, in particular from the environmental point of view, and also to conserve supplies for their own manufacturers. The political connotations of this move have, however, also given rise to comment. Continuing with the criteria on the demand side, we have as factor the “vulnerability to supply restriction”, to which the “degree of importance” of the end product and the “substitutability” of the element concerned belong. These factors can in principle be used as indicators in a risk assessment exercise, of which a report of the EU Commission in our judgement is a very good example [12]. The latter uses a risk assessment matrix, based on the two composite indicators “supply risk” und “economic importance”, but sets threshold values for each. Materials exceeding both of these values are designated “critical”. 41 non-fuel materials were investigated. The 14 materials designated as “critical” are antimony, beryllium, cobalt, fluorspar, gallium, germanium, graphite, indium, magnesium, niobium, platinum group metals (PGMs), REEs, tantalum and tungsten. Space does not permit us to discuss in detail the indicators *per se* that are used in these studies, but we do return to specific ones below and discuss “geochemical scarcity” generally in the final Section.

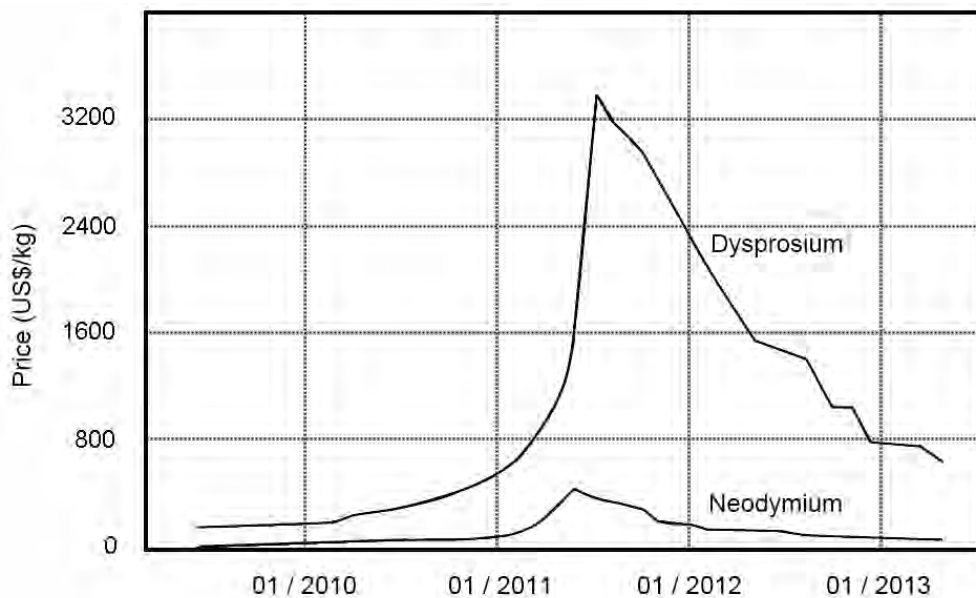


Figure 2: Price development for the REE dysprosium and neodymium in the period 2009-2013 (FOB China). After [11].

The adjective “critical” has been used for some years in the study of mineral resources. “Critical” minerals are economically important raw materials, for which there is a possibility of restricted availability, either at present or in the near future, or in the mid-term. Strictly speaking, minerals or the corresponding elements they contain cannot be “critical” in themselves, at least not according to the dictionary definition of the word. Rather, it is the situation, or state of a system, brought about by some attribute or property,

which is said to become critical. In the physical sciences the word “critical” is used almost exclusively in connection with a point at which the state of a system converts into a second state described by new parameters, as in a phase transition; hence, “critical point” or “critical mass”. By analogy, “critical” in the minerals context should therefore perhaps only be used to describe the situation that pertains when one or more indicators corresponding to particular attributes or properties cross a (previously determined) threshold value, as in the report of the EU Commission mentioned above [12].

The present article is concerned with rare elements, mostly metals and often referred to as “minor metals”, which might be required for a global *Energiewende*, or energy transformation process, on the assumption that wind and photovoltaics will be providing world wide 60 % of electricity supply by 2050. Similarly, we look at nuclear fusion, which may contribute to generating capacity in the second half of the century and also requires rare elements. In each of the three cases order of magnitude estimates are made of the required “in-use” stock of these elements and the possibility of geochemical scarcity is examined. Moreover, we also discuss the substitutability of rare earth-based permanent magnets in wind turbines as well as “extraction as by-product” for the minor metals used in thin film photovoltaics and for beryllium and helium that are required for fusion. The present account is based on several of our recent papers [13-16].

2. Wind energy and material requirements for strong permanent magnets

In the last few years there has been a spectacular rise in the use of certain rare earth elements (REE) in the manufacture of high field permanent magnets, in particular for the transport and energy sectors. The REE consist of lanthanum and the subsequent 14 elements of successively higher atomic number, known as the lanthanides. Yttrium and scandium, occurring in the same vertical group of the Periodic Table as lanthanum, are normally included because they have similar properties. In the lanthanide series the 4f shell is successively filled, which gives rise to interesting spectroscopic and magnetic properties, but the chemical properties are very similar, which makes separation difficult. This turns out to be a particular problem for extraction because the rare earth elements never occur singly in the various ores. Rare earths are produced mainly from monazite (CeYPO_4), as in the Mount Weld mine (Australia), and bastnäsite (CeFCO_3), as in Bayan Obo (China) and Mountain Pass (California). (All the rare earth atoms can substitute for the cerium atom.) Both minerals consist almost exclusively of the light rare earth elements (LREE), yttrium to europium, in particular lanthanum, cerium and neodymium. The corresponding heavy REE, gadolinium to lutetium, are obtained from other minerals, in particular xenotime and the clay deposits in Southern China. The percentage of the much-coveted HREE dysprosium (see below) in xenotime can be as high as 9 %. We note in passing that most of the rare earth deposits also contain uranium and thorium and that this can constitute a serious hazard for personnel and for the environment. China has been the major producer of rare earths in the last decades with a 95-98 % market share. Largely because of environmental concerns, which apply not only to extraction but to a lesser extent also to separation, mining activities effectively came to an end in the US and Australia ten years ago. Due to the recent re-opening of the Mountain Pass mine in 2012, the dominance of China is now beginning to decrease and its share of global production fell to 86 % in 2012, according to the USGS [17].

Neodymium forms an intermetallic compound from which strong permanent magnets can be produced. On account of its high remanence and high coercivity neodymium iron boride ($\text{Nd}_2\text{Fe}_{14}\text{B}$), developed by Sagawa [18] and Croat in 1983 is at present the material of

choice for synchronous motors in a wide variety of applications. This is particularly true for the automobile industry, including the main motor in all-electric and hybrid vehicles, and for wind turbines, although the market penetration here is probably at the moment only about 15 %. The material also contains normally praseodymium and dysprosium (and perhaps a little terbium). Dysprosium is very important, as it increases the coercivity and extends the temperature range. Hatch [19] gives the composition for various grades of magnet material: whereas, for example, a composition (by weight) of 23 % Nd, 8 % Pr and 1 % Dy gives a maximum working temperature of 80 °C, 14 % Nd, 5 % Pr and 12 % Dy extends the maximum working temperature to 240 °C and trebles the coercivity. Current R&D on this material focuses on the improvement of production techniques such that smaller quantities of dysprosium can be used (“Dy-saving technology”).

Global mine production of rare earths was 0.13 Mt (as REO) in 2012 [17]. The crustal abundance of cerium, the most plentiful REE, is 83 ppm, that of lutetium, the rarest 0.8 ppm [20]. Reserves are currently estimated to be 110 Mt, half of which are thought to be in China [17]. (“Reserves” are deposits in or on the Earth’s crust that can be exploited economically at the present time. “Resources” are defined as deposits in such a condition that economic extraction is potentially feasible. Resources can be further divided into “identified” and “undiscovered”.) The many new mining project proposals at the height of the bubble have probably not been taken into account in the figure for the reserves. The reserves of neodymium and praseodymium would probably be about 20 % of this figure. A very rough guess for the reserves of dysprosium would give about 1 % (1 Mt), since this REE is essentially only a trace element in most bastnäsite and monazite minerals. The extent of the resources is unknown. The USGS states: “Rare earths are relatively abundant in the Earth’s crust, but discovered minable concentrations are less common than for most ores. US and world resources are contained primarily in bastnäsite and monazite. (...) Undiscovered resources are thought to be very large relative to expected demand” [17].

We now make an order of magnitude estimate for the amount of rare earth elements, primarily neodymium and dysprosium, that could be required by 2050 as a consequence of the energy transformation process. Total global primary energy supply in 2010 was 12,717 Mtoe, or 147,900 TWh, according to the International Energy Agency (IEA) statistics [21]. We assume that this will double by the year 2050, as was roughly the case between 1973 and 2010 [21], to give 300 000 TWh. Furthermore, if renewables provide 60 %, we arrive at a contribution of 150,000 TWh, after taking into account a 10 % share of renewables in the form of bio-mass which is used for heating etc. After this point the assumptions become rather arbitrary, but it should be remembered that we are only attempting an “order of magnitude” estimation! Assuming that wind, solar thermal and PV will have equal shares and that hydro and various other renewable energy forms will only contribute 10 %, we obtain a figure of 45,000 TWh for wind energy. Converting to power and assuming a capacity factor of 50 %, we obtain for the “global wind park” 10 TW (compared to an installed capacity of 282 GW in 2012). A figure of 100-200 kg REE per MW is normally quoted as the requirement for neodymium-based permanent magnets [19, 22, 23]. This gives a figure of 1-2 Mt REE for the required in-use stock in the year 2050. This is only a small fraction of the reserves summed over all seventeen REE as currently estimated by the USGS. However, the requirement is for specific rare earths, such as dysprosium, one of the heavy rare earth elements (HREE). These are decidedly rarer than the light REE (which constitute roughly the first half of the lanthanide series), as is reflected in the relative prices of neodymium and dysprosium in Figure 2. The estimated 1-2 Mt requirement could be comparable to the total amount of dysprosium metal in the reserves (see above). In

connection with permanent magnets Alonso et al [23] have modelled demand for wind energy using various scenarios, but assume generally a much lower market penetration than our “order of magnitude” estimate here.

Are there alternatives to rare earth-based permanent magnets? We have noted above that the market penetration is so far not very high, so that the question of substitutability is clearly relevant. To answer this question we look briefly at electric motors in general (turbines are essentially identical, but the direction of energy flow is reversed). The two main categories of AC motor are the synchronous motor and the asynchronous motor; the latter is also termed induction motor [24, 25]. Synchronous motors have a rotor which contains either permanent magnets, or electromagnets constructed from copper windings. Induction motors have no windings on the rotor, which consists of iron, but contains a so-called squirrel cage which is usually made from aluminium, or sometimes copper. The stator is the same for synchronous and asynchronous motors and contains copper windings which generate a rotating magnetic field. These two motor types are compared in the schematic diagrams of Figures 3a and 3b. An inverter is used for converting the direct current from the battery into alternating current of varying frequency, resulting in a magnetic field with variable rotational velocity. As the name suggests, the rotor of the synchronous motor follows this magnetic field synchronously, whereas the rotor of the asynchronous motor turns at a lower rotational velocity, resulting in the so-called slip. Another electromagnetic phenomenon which can be used for electric motors is the so-called reluctance. This is the property of ferromagnetic material to align itself along magnetic field lines, similar to the magnetic needle of a compass. It is used in a motor with a so-called salient-pole rotor (see Figure 3c). In the stator a rotating magnetic field is created with which the poles of the rotor align. The rotation of the magnetic field in the stator is generated by successively activating and deactivating the copper windings; the rotor then follows. As in the case of the induction motor, no permanent magnets are needed; the rotor just consists of ferromagnetic material such as iron or steel.

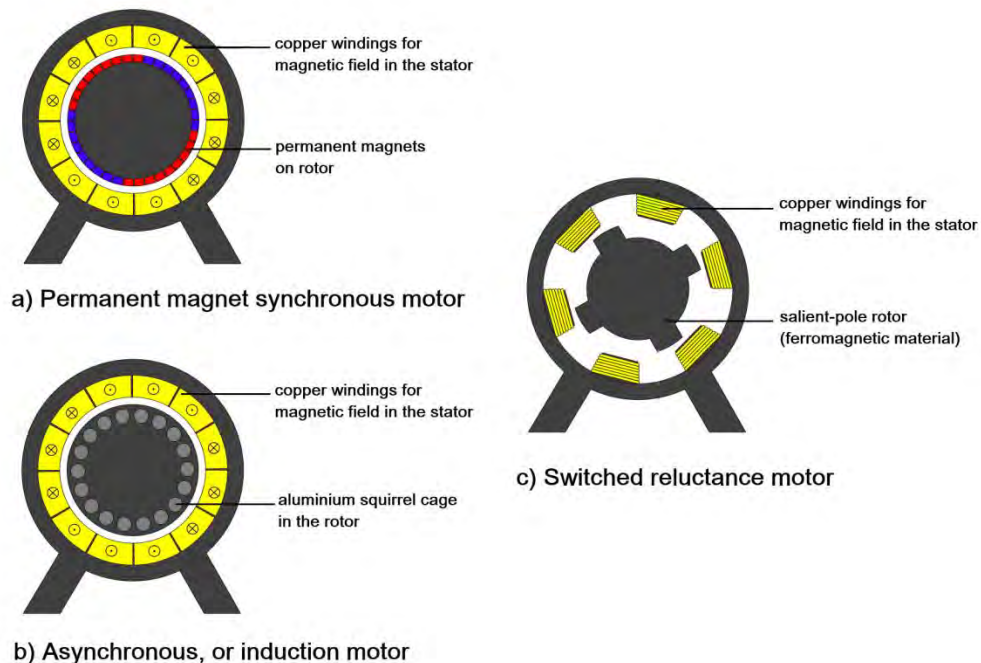


Figure 3: Three types of electric machine. After [14].

Wind generators have been traditionally located on land, but offshore wind generation, i.e. wind turbines located in the sea up to 40 km from the coast, has great potential, since average wind speed is higher and electricity is generated more continuously than at onshore sites. However, the current cost for offshore wind generators remains quite high (because of the additional expenses of installation, servicing and grid connection) which has resulted in an initially slow exploitation of off-shore possibilities. Just like the situation for any producer of electricity connected to the grid, the AC current from a wind turbine has to be synchronized with the grid. This means that the rotational speed of the generator must be compatible with the frequency of the grid. Traditionally, gearboxes have been used in wind turbines to connect the slowly turning rotor blades with the electric generator in the so-called nacelle. However, these gearboxes can be quite susceptible to faults, and even to complete failure, giving rise to considerable maintenance needs. Wind turbines without a gearbox have therefore been on the market since the mid 1990s. Here, the generator and the utility grid are connected via an AC-DC-AC converter, which allows the rotational velocity of the generator to be completely independent of the grid frequency. The alternating current (AC) produced in the generator is rectified to direct current (DC) in a first step and then converted into alternating current in accordance with the requirements of the grid in a second step. As the use of such power electronics makes the gearbox unnecessary, this technology is particularly advantageous for off-shore wind generators where the cost of maintenance is particularly high. Earlier types of wind generator were designed for only one rotational speed in accordance with the frequency of the grid. Generally speaking, all types of electric machines can be used in wind turbines. The gearless technology, however, was first implemented using synchronous generators with electromagnetic windings on the rotor. Since the size of wind generators has increased in order to raise the power output, this technology has led to a considerable demand for copper and a significant increase in the weight of the nacelle. This was the reason for substituting the electrically excited rotor by a rotor with permanent magnets, which allows substantial weight reductions and an improvement in the efficiency of the generator. However, the price of a generator using permanent magnets is higher (about 25 %) than the alternative with an electromagnet [25]. In summary, turbines without a gearbox are the preferred technology for off-shore wind parks. For this purpose, permanent magnets can be used, but do not necessarily have to be used. Thus, the development of the relative prices of REE and copper might well decide which of the alternative gearless wind turbine technologies will be utilized in the long run.

3. Rare elements for thin film solar modules

Globally, 27.7 GW of new photovoltaic (PV) capacity was installed in 2011. According to the US Department of Energy and other sources the thin film materials cadmium telluride, amorphous silicon and copper indium gallium diselenide $\{Cu(In_xGa_{1-x})Se_2\}$, or CIGS, had PV market shares in that year of 7 %, 3 % and 2.5 %, respectively. At the time of writing, figures for 2012 are not yet available. Schematic diagrams of the three cells are shown in Figure 4. Note that the thin film of transparent conducting oxide (TCO) in all three cases is usually indium tin oxide (ITO), the latter being a ubiquitous material in many display and conductive coating applications. In general, thin film modules have lower efficiencies than those based on single crystal silicon technology, but are cheaper to manufacture. Current module efficiencies are given as 10-12 %, 12-14 % and 6-9 % for CdTe, CIGS and a-Si, respectively, compared with a value of up to 20 % for crystalline silicon. Of the thin film modules CIGS has the highest manufacturing costs, but these can in principle – other factors being equal – be offset by the higher efficiency. In the context of the present article it is important to note that all five elements concerned are by-products in the production

process of a primary resource. For cadmium and indium this is zinc; for gallium, mainly aluminium; for selenium and tellurium, copper or lead [26]. In fact, they are extracted exclusively on this basis; there are no cadmium mines, for example, because there are few or no minable deposits of this element. By-products can be very important for the profitability of a mine, i.e. for the extraction of the primary product. Once the ore has been mined and the primary mineral concentrated, the additional expense of extracting low concentration by-products is relatively low. On the other hand, the fact that a rare metal is extracted as a by-product can entail a certain supply risk, if demand for the host mineral or element suddenly falls, as Graedel et al [10] have pointed out.

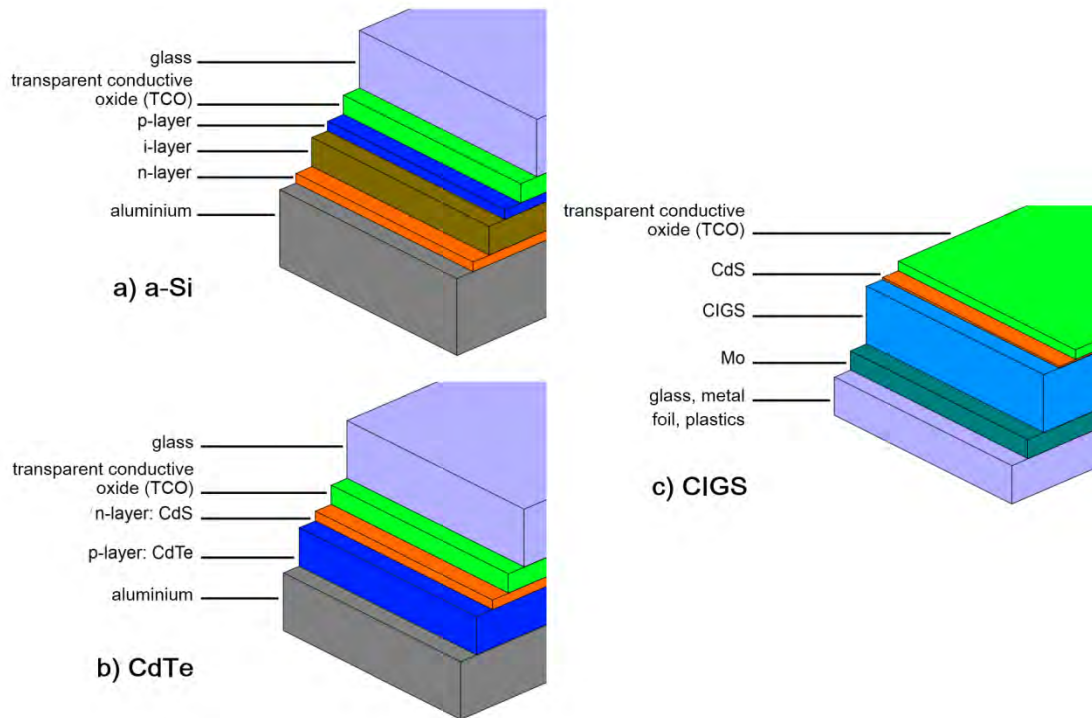


Figure 4: Thin film photocells, a-Si, CdTe, CIGS. After [14].

We now briefly review the availability of these five elements with the help of Table 1. The metal *cadmium* is used mainly for nickel-cadmium batteries, although inside the EU the sale of new batteries is forbidden because of the toxicity of cadmium (except for some special applications). Li-ion batteries are in any case replacing NiCd batteries in many consumer applications, because of the higher energy density, although the price is approximately double. As noted above, cadmium is a by-product in zinc mining, where it substitutes atomically to the extent of about 0.3 % for zinc in sphalerite (ZnS). Other rare elements similarly present in sphalerite in concentrations up to a few tenths of a percent include gallium, germanium and sometimes indium. The module manufacturer First Solar has just instituted “the industry’s first comprehensive, prefunded module collection and recycling program”, presumably in response to concerns about the toxicity of cadmium. The USGS gives a figure of 640 kt for the reserves corresponding to a reserves-to-primary production ratio (also known as the “static lifetime”) of 28 years. The situation with regard to the very rare metalloid *tellurium* can perhaps justifiably be described as “critical”. The source of 90 % of tellurium is copper ore, in which the element may be present in a concentration of up to 1×10^{-6} relative to the copper. (Other by-products of copper mining may include gold,

selenium, antimony and the platinum group metals.) A small amount of tellurium is also obtained as by-product in the mining of zinc, lead, gold, nickel and platinum. Potential primary ore sources have also been identified. Tellurium and the other by-products are extracted from the anode slime produced in electrolytic copper refining. If, as in the case of cadmium, we assume 2.5 GW_p freshly installed CdTe capacity in 2011, the amount of Te required was 189 t, or 38 % of total production. George [27] gives 40 %. Other uses include thermoelectrics (30 %), alloying (15 %) and vulcanisation (5 %). Of all five rare metals considered in this Section it is only tellurium for which solar cell manufacture consumes a very significant part of annual production! Reserves of 24 kt correspond to a reserves-to-primary production ratio of 50 years.

	cadmium	tellurium	indium	gallium	selenium
crustal abundance (ppm)	0.2	0.001	0.1	15	0.05
“host” element	Zn	mainly Cu	Zn	mainly Al	mainly Cu
reserves, resources (Mt)	0.64, 5.0*	0.024, 0.1*	0.011** (2008)	1.0***	0.092**
annual production (kt)	28	≈ 0.5	1.8	0.31	3.5
% thereof for solar	0.6	38	1	2	1

*Table 1. Rare elements for thin film solar cells. * estimated, ** reserves, resources unknown, *** resources, reserves proprietary information. Note that, where appropriate, the figures refer to the year 2011, unless otherwise stated. Annual production includes secondary material. Sources: Refs. [17, 26-33]*

Indium, like cadmium, is mainly obtained from zinc deposits, where it substitutes for zinc in sphalerite (ZnS), but at the most to the extent of 0.01 %. The largest producer of primary indium is China, which maintains an export quota. Substantial quantities of indium derive from recycling the material which is left over from the rather inefficient process of sputtering ITO (indium tin oxide) layers [28]. Substantially more than 50 % of indium produced is used for the thin layers of ITO required for liquid crystal displays (LCDs), plasma displays, touch panels, organic light-emitting diodes (LEDs) and solar cells. Other uses include solders and alloys, as well as III-V semiconductors for LEDs and laser diodes. To a current (2011) indium requirement of 16 t for CIGS cells we have to add about 6 t for (thinner) TCO layers in all three thin film solar cells. Presumably because of the difficulty of obtaining reliable data, the USGS currently does not quote the global reserves; in 2008 a figure of 11 kt was given. *Gallium* is extracted almost exclusively from the aluminium ore bauxite, but with a very small amount coming from sphalerite. Gallium production increased by 19 % in 2011. Since the majority of gallium is used for the manufacture of

GaAs, and to a lesser extent, GaN devices, this reflects the currently expanding market for “smart” phones [30]. In an analogous way to indium we estimate the amount of gallium required for the manufacture of CIGS solar modules in 2011 as 5 t, corresponding to 1 – 2 % of annual production. The USGS [17] makes no attempt to estimate the gallium reserves, pointing out that only a certain proportion of the gallium in bauxite and sphalerite are extractable, but the details are proprietary. The world resources of gallium in bauxite are estimated to be 1 Mt. The situation with regard to *selenium*, a non-metal, is very similar to that of tellurium: not only does it come between sulphur and tellurium in the same group of the periodic table, but it is also an important by-product in copper mining and extraction. With a crustal abundance of 0.05 ppm it is, however, not quite so rare. Note that the concentration of by-product - selenium, tellurium, gold and antimony, etc. - depends on the copper ore. The main uses of selenium are alloying (40 %), glass (25 %) and agriculture (10 %); we estimate that solar cell manufacture required only 32 t, or about 1 %. Reserves are given as 92 kt [17], assuming that copper remains virtually the only source, which corresponds to a reserves-to-production ratio of about 30 years. As in the case of tellurium, the USGS gives no figure for the selenium resources. Note that nickel also contains selenium, as does coal (between 0.5 and 12 ppm). The latter is probably a potentially large-scale, if at present uneconomical, source [17].

As in the case of wind power, we can – using similar assumptions – make an order of magnitude estimate of the amounts of these five elements that could be required by 2050 as a consequence of the energy transformation process. We assume that there is a 60 % market penetration by renewables, giving a total of 150 000 TWh, and that wind, solar thermal and PV will have equal shares, besides 10 % for various other renewable energy forms. This gives a figure of 45 000 TWh for PV. Very arbitrarily, we give CdTe and CIGS a one third share of the PV market each. After converting to power and assuming a 25 % capacity factor, 7 TWp for each type of module is obtained. Using literature values for the amounts of the five elements required per TWp [26, 32], the resulting material requirements for the “in-use stock” in 2050 would be 6×10^5 t, 7×10^5 t, 2×10^5 t, 5×10^4 t and 3×10^5 t for cadmium, tellurium, indium (including ITO), gallium and selenium, respectively. It is unlikely that there will be availability problems for cadmium due to geochemical scarcity, but the figure of 6×10^5 t for tellurium, for example, is a factor 20 higher than the reserves (USGS), and probably greater than the resources. It may be possible to reduce the amounts of the elements required relative to the power rating by increasing the module efficiency, but this would probably not be more than a few percent. More promising would be the manufacture of modules with substantially reduced film thicknesses, which is thought to be technically possible [26].

4. Materials for nuclear fusion

Figure 5 shows a schematic of the international ITER experiment currently under construction in Cadarache, France. The aim of ITER is to demonstrate the viability of producing energy from nuclear fusion for commercial purposes. Future fusion power plants may make a substantial contribution to electricity supply in the second half of this century. The fuels required are lithium, actually lithium-6, from which the necessary tritium will be bred *in situ* using the fusion neutrons, and deuterium. Neutrons will, however, be lost through parasitic absorption in the structural materials of the reactor. To achieve tritium self-sufficiency, it will be necessary to employ a neutron multiplier, such as beryllium or lead, producing further neutrons via (n, 2n) reactions in the so-called blanket of the reactor. In a previous publication [15] we have shown that, as expected, deuterium will never

become a problem from the supply point of view. It is present to the extent of 1 part in 6,400 (156 ppm) in naturally occurring hydrogen and for fusion purposes would probably be extracted by electrolysis of heavy water obtained via isotopic exchange. Lead is not considered to be a serious problem either, since the identified resources lie in the Giga-ton range. The supply situation for lithium could become difficult, however, depending to what extent the metal will be used in future for lithium-ion batteries, in particular for electric vehicles. Beryllium is also a potential problem. In the next paragraph we examine the availability of lithium and beryllium and try to assess future requirements of lithium for electric vehicles. The lithium and beryllium requirements for fusion are then summarised, assuming that this energy carrier will make a substantial contribution to energy supply sometime in the second half of this century. We note here that lithium-6, deuterium, beryllium and lead are actually “fuels” and are consumed in the nuclear fusion reactor. Subsequently, helium and niobium, which are materials required for fusion reactors rather than “fuels”, will be examined.

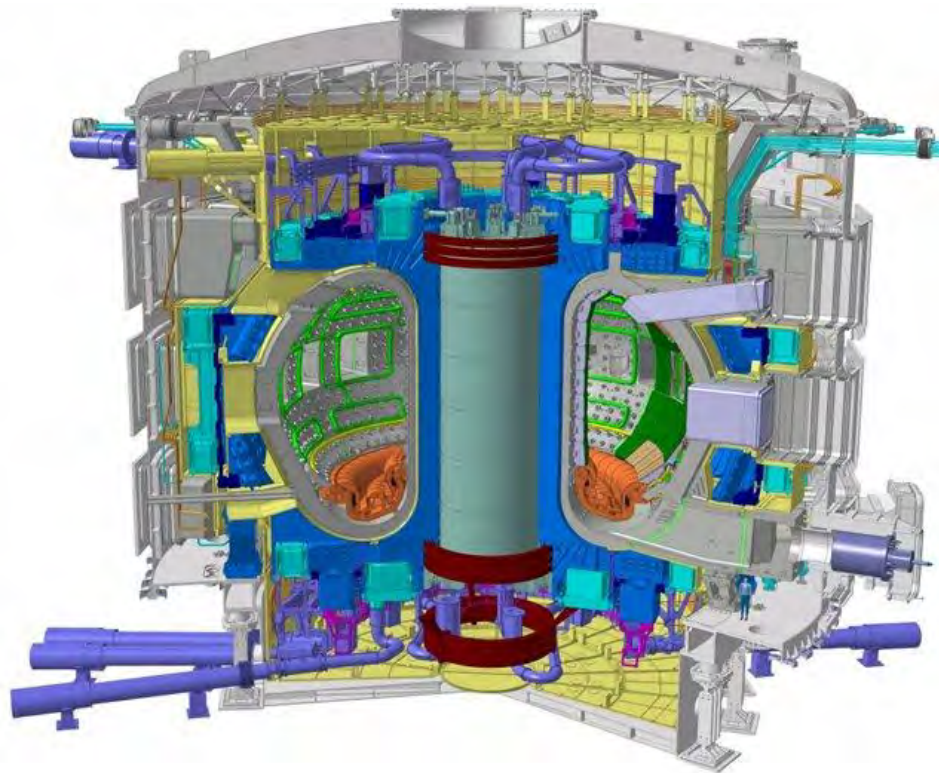


Figure 5: The international ITER fusion experiment currently under construction. Source: ITER Organisation, Cadarache

The USGS gives global *lithium* reserves and resources as 13 Mt and ca. 40 Mt, respectively [17]; the crustal abundance is 20 ppm [20]. In 2010 the USGS increased its estimate of reserves largely as a result of a re-assessment of the potential of the salt brines under the salars in South America and China. Lithium reserves are divided up approximately 2:1 between brines and minerals, mainly spodumene, a lithium aluminium silicate. In seawater the lithium concentration is on average 0.17 ppm, or 0.17 g per ton. Multiplying by the total volume of seawater gives a lithium content of 226 000 Mt. Annual production in 2012 was 37,000 t (recycling is insignificant); the ceramics and glass industry remains the major user with 30 %, followed by batteries, 22 %. *Beryllium* is significantly rarer with a crustal

abundance of 2.8 ppm, but neither metal is as rare as, for instance, tellurium (see above) or platinum [20]. Despite its presence in over 90 known minerals, only beryl (a beryllium aluminium silicate) and bertrandite (a beryllium sorosilicate hydroxide) occur in minable concentrations. The USGS does not give a figure for the reserves, but estimates the resources as 80 kt, although it is not clear from where this value comes. Annual mine production was 230 t in 2012, with a further 70 t probably coming from recycling. Craig et al [20] note “The restriction on production is two-fold. First, deposits are small and quite expensive to work. Second, the separation of beryllium is a very expensive and exacting process.”

How much lithium will be needed for non-fusion purposes in coming years? It is currently accepted that batteries, for both full battery electric vehicles (BEV) and hybrid electric vehicles (HEV), will lead to a massive increase in demand, and this will dominate the market in the next few decades. We deliberately present a “worst case” scenario: If we assume that (i) the whole global vehicle fleet of approx. 10^9 units is “electrified” over the next 40 years linearly in time, (ii) plug-in hybrids with 16 kWh batteries are the system of choice (completely electric vehicles will require larger batteries), (iii) 400 g Li are required per kWh [34] and (iv) recycling takes place every ten years with 80 % efficiency, then approximately 10 Mt lithium will be required by 2050. This figure is almost as high as the present known reserves, but smaller than the resources. If lithium-ion batteries also find large-scale application in electricity storage for industrial and domestic purposes, then there is some cause for concern.

How much lithium and beryllium would be required if fusion were to make a substantial contribution to electricity supply? Here, we use data from the European DEMO reactor study [35] as well as the results of calculations reported in ref. [15]. In one of the two reactor concepts the blanket consists of lithium ceramic pebbles as breeder material and beryllium pebbles as multiplier (He-cooled pebble bed - HCPB) with 2.4 GW fusion power and 1 GWe. Using the same figure as for wind and PV above, namely 45,000 TWh, we arrive at a total of 5,140 power stations that will be required globally. (In our previous paper we made similar estimates but for a lower contribution of fusion to global electricity supply [15].) These would consume 1.5 kt lithium-6, for which 18.7 kt of natural, non-enriched lithium would be required annually (the so-called burn up). Thus, the present lithium reserves of 13 Mt (see above) would correspond to a reserves-to-production ratio of 695 years, if used *only* for fusion. The sum of the lithium inventories for all power plants would be 18.5 kt lithium-6, corresponding to 231 kt natural lithium and representing one tenth of the reserves. This situation looks rather critical, particularly in the light of the possible demand for electric vehicles. On the other hand, if we consider the potential of seawater, then there is enough lithium, at least theoretically, for the operation of 5,140 power plants for 12 million years! The beryllium burn-up in 5,140 HCPB power plants would be 524 t annually and the initial loading 616 kt, probably exceeding considerably the putative resources. Whereas it is conceivable that the first generation of fusion power plants would use a beryllium multiplier, a scarcity of beryllium due to mineral depletion, might encourage the development of a breeding blanket with a Pb-Li eutectic acting both as breeder and nuclear multiplier, as in the DEMO-HCLL concept [35].

Two further elements will probably be required in large quantities in future fusion reactors, but not as “fuels”. *Helium*, on the assumption that “high temperature” superconductors will not be available, will be needed for the cryogenic system and, also, as coolant in the power conversion system. *Niobium* is an important constituent of the superconducting material comprising the magnetic field coils. Nuclear fusion actually produces helium, not only in

the breeding and fusion reactions but also in the beryllium multiplier. However, it is unlikely that the losses – even with efficient recovery systems – would be compensated by the helium produced. After briefly describing the origin of terrestrial helium and the current supply situation, we estimate possible helium requirements for fusion, before turning our attention, very briefly, to niobium.

Although helium is the second most abundant element in the universe, the average concentration in the Earth's crust is probably not even in the ppb range, and in the atmosphere it is only 5.2 ppm by volume [36, 37]. The majority derives from the nuclear decay of uranium and thorium. Most of the helium thus created has diffused to the surface and escaped into the atmosphere over the last 4 billion years, but a small fraction has been trapped by impermeable layers of rock. Natural gas, consisting mainly of methane, also collects in such geological constellations, so that helium for commercial use is normally produced from natural gas, where it is a minor component in concentrations up to, but vary rarely exceeding, about one per cent [38]. It can be calculated that about 1×10^{14} t helium has passed into the Earth's atmosphere since the formation of the planet. Yet the concentration of helium in the Earth's atmosphere (5.2 ppm) corresponds to a total of only 3.5×10^9 t, and is presumed to have remained more or less constant on the geological time scale. This means that about 10^{14} t must also have been lost from the upper atmosphere during this period. The reason is that the magnetosphere contains a very dilute helium-hydrogen plasma, the ions of which spiral along the Earth's magnetic field lines. Whereas the latter normally remain closed, the interaction with the solar wind above the poles causes magnetic reconnection to take place, so that the field lines open up and the plasma can escape along them into interplanetary space (the polar wind) [39]. We note, firstly, that only a very small fraction, less than 10^{-7} , of the total amount of the radiogenic helium formed in the Earth's crust in the last four billion years has accumulated, fortuitously and fortunately, in appropriate geological strata. Secondly, despite this huge amount of helium that has passed through the Earth's atmosphere, the annual rate of production in the crust is only about 3×10^3 t per year. There is no prospect of tapping into this supply, because of the high degree of dispersion of the sources, i.e. the radioactive nuclei in various minerals.

The total helium reserves and the identified resources as of 2006 are given by the USGS [17] as 8.8 Mt. (i.e. a factor of several hundred less than the amount of helium in the atmosphere.) The US, Qatar, Algeria and Russia have the largest resources at their disposal. Current global production is 31 kt per year. New helium plants in conjunction with liquid natural gas production will shortly come online in Algeria and Qatar. Global production of helium was 31 kt, in 2011; 78 % of this was produced in the United States [17]. Reliable figures for usage are only available for the US, but are not expected to be vastly different globally. For the year 2011 the figures were: Cryogenics (in particular magnetic resonance imaging, but also research in the physical sciences) 32 %, pressurising and purging 18 %, welding (as protective gas) 13 %, leak detection 4 %, breathing mixtures 2 % and others (including party balloons!) 13 % [37]. Helium supply in the last few years has been characterised by shortages and by price rises [40]. The latter, however, have been moderate because there is not a free market in helium. The price is essentially determined by the price at which the US Bureau of Land Management (BLM) sells off the helium from the federal helium reserve. In the next few years, the supply situation will undoubtedly change due to the new helium production facilities outside the US described above, but also – in the opposite sense – by the recommendation of the National Academies of Science in the 2010 report not to run down the federal reserve as originally envisaged by the US Congress. This is a complicated issue, but it suffices here to note that there is *at present* no scarcity of

helium due to depletion. However, the quantity of helium stored in natural gas deposits is finite: the danger exists that natural gas will be exhausted in the next 100 years or so without the helium being extracted and perhaps conserved for future generations.

Following Ref. [16], and taking into account the paper of Clarke and Cai [41], we estimate the helium losses in a future fusion power station. Based on the planning for ITER [42], it would appear that the cryogenic system for DEMO, including the on-site infrastructure, would require about 34 t helium. The necessary helium inventory in the power conversion system of DEMO has been estimated as about 23 t [43], giving a total helium inventory of about 60 t. The existing evidence (other large systems such as CERN, the planning for ITER, design optimisation) suggests that annual losses could be about 2 t per year. On the plus side, the combined helium production in DEMO from the breeding reaction, the fusion reaction and, in the case of the HCPB, the multiplier would be about 0.6 t. Since a lead multiplier does not produce α -particles, the figure for the HCLL variant is lower at about 0.4 t. A current global helium production rate from natural gas and the US reserve of 31 kt p. a. (see above) corresponds to a reserves/resources-to-production ratio, or “static lifetime”, of 280 years. What difference would fusion make? We use the scenario above: 5,140 power plants (similar to DEMO HCPB or HCLL), which would provide 45,000 TWh p. a. some time in the second half of the century. The total helium inventory of all power plants is 0.3 Mt, which is about 3 % of the identified global resources. Annual losses would be 10 kt, decreasing the “static lifetime” to 210 years. Fusion as a non-sustainable consumer of helium would thus exacerbate an already difficult situation. Potentially more serious is the effective exhaustion of helium in the Earth’s crust as a result of mankind’s unslakeable thirst for “cheap” fossil fuel. We can only emphasise again, as have Nuttal et al [37] in their recent *Nature* article, that natural gas will soon be drastically depleted without the helium being extracted and conserved. Mankind would then only have recourse to the expensive and logistically complicated production of helium from the atmosphere [44].

Finally, we turn to niobium which is required in fusion for the superconducting magnetic field coils consisting of Nb_3Sn and/or NbTi . This rare metal with a crustal abundance of 10-20 ppm is mainly extracted from the mineral pyrochlore $(\text{Na,Ca})_2\text{Nb}_2\text{O}_6$ in Brazil. It also occurs together with tantalum (same group of the periodic table) in the mineral columbite-tantalite, $(\text{FeMn})(\text{Ta,Nb})_2\text{O}_6$, which is mined mainly in Australia for its tantalum content and sometimes referred to as “coltan” [20]. The USGS gives the current global niobium production as 69 kt; the reserves are estimated to be at least 4 Mt [17], resulting in a reserves-to-production ratio of at least 60 years. The extent of the resources is unknown. Main uses at present are for special steels and superalloys; the amount of metal required at present for manufacturing Nb-based superconductor appears to be very small in comparison, but no exact figures are available. The ITER experiment requires about 175 t niobium for its toroidal and poloidal field coils [45]. Assuming DEMO will be similar and rounding up to 200 t per reactor, the 45,000 TWh scenario for fusion above would require an in-use stock of 1 Mt niobium, i.e. about a quarter of the currently identified reserves. Lack of information concerning the resources and, on the fusion side, concerning end-of-life recycling prevent us from drawing any conclusions about the niobium situation at present.

5. Mineral depletion and scarcity

From this account of the rare elements that may be required for advanced energy technologies, we can conclude that in the next few decades helium may soon become geochemically scarce due to the depletion of the element in the Earth’s crust. The supply

situation with regard to beryllium, dysprosium, indium and tellurium may also become serious during the course of the century. With regard to scarcity in general, this “state” can only be defined in economic terms. It is due to limited, or decreased, availability of a particular resource, leading to increased prices on a real, inflation-adjusted basis. In most situations supply will match demand: If the mineral resource is perceived as effectively inexhaustible, then output will expand until the extra cost of producing just one more ton equals the current market price. If the consumer is not in a position to pay the price for the amount he needs, he switches to another metal or material, which, as we have noted above, is referred to as “substitution”. The consumption of *exhaustible* natural resources is somewhat different because the so-called Hotelling rent [46] will also contribute theoretically to the costs and thus to the market price. Space does not permit us to discuss Hotelling theory here. Even for effectively inexhaustible raw materials, however, other factors can cause scarcity and lead to the designation “critical” discussed in Section 1. Such factors, both on the supply and demand sides, are sudden strong economic growth in a country or region, new applications following the rapid introduction of new technologies, monopolistic situations, speculation, politically motivated embargos (the “security of supply” issue) and the fact that many important rare elements are mined as by-products, as we have also noted above.

When production costs increase because mining companies are forced to use ores of increasingly lower grade, it may happen that these costs are not, or are not fully, counterbalanced by the introduction of new, innovative techniques for prospecting, mining and processing. This could be taken as a sign that geochemical scarcity pertains. On the other hand, real (inflation-adjusted) prices for mineral commodities in general fell steadily for most of the 20th century. This indication of technological progress has allowed – in the course of time – resources to be re-classified as reserves and undiscovered resources to be re-classified as identified resources. Copper is an interesting example [17]: In 1970, identified and undiscovered world copper resources were estimated to consist of 1.6 Gt; the reserves were 0.3 Gt. Since then, the world has produced 0.4 Gt copper and the reserves are now estimated to be 0.7 Gt and the global resources possibly 3 Gt! Interestingly, this downward trend in price has reversed in the last ten years, despite financial crises and zero economic growth in many countries. The copper price, for instance, is now about five times higher than it was in 2003. Do the specific examples given in Section 2-4 above, taken together with this general observation that inflation-adjusted commodity prices have risen steeply since the turn of the century, mean that mineral depletion is *already* contributing to scarcity and influencing the market? This is a difficult question to answer. All we can say is that mineral depletion/geochemical scarcity could be affecting the market. However, the figures for beryllium, indium, dysprosium and tellurium do not indicate that there will be exhaustion of resources in the next few decades, or even in the next one to two centuries. The possibility exists for helium, but this is not a normal mineral commodity, but rather the by-product of a fossil fuel energy carrier.

In fact, complete exhaustion of a particular mineral will never occur. If uninhibited usage were to continue, a situation would be reached, which could be termed “effective” exhaustion, where the cost of producing a further ton in terms of energy, water and environmental damage will be so great, that mining activities would automatically cease. Our society, or world economy, would switch to a cheaper, more readily available, but for the purpose, less appropriate substitute. This non-sustainable process of “unlimited substitution” could in principle go on indefinitely, but with disastrous consequences for future generations. Or will there be some kind of saturation point as far as consumption is

concerned? Due to the development of world population and concomitant increases in average standards of living, demand for raw materials will presumably continue to increase until a maximum in the level of in-use stock is reached. Under such conditions, improved recycling could in principle then supply the majority of global materials needs. However, although elements are never destroyed (except in the case of nuclear reactions) and thus remain potentially available, recycling can never be 100 % efficient. Due to the loss of material at very high dilution in the environment (dispersion) and in the recycling processes themselves, fresh ore will always be necessary. For this reason, effective exhaustion is probably inevitable, but the timescale on which this will happen is completely unknown.

References

1. Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009, Official Journal of the European Union, L140/16, Brussels, 2009.
2. Report: Energy critical elements: Securing materials for emerging technologies, American Physical Society and Materials Research Society, 2011.
3. C. Hagelüken and C. E. M. Meskers, in Linkages of Sustainability (eds. T. E. Graedel, E. van der Voet), MIT Press, Cambridge, Mass., 2010 and several other authors.
4. United States Geological Survey (USGS), Historical statistics for mineral and material commodities in the United States, Reston, Virginia (2005).
5. F. Krausmann, S. Gigrich, N. Eisenmenger, K.-H. Erb, H. Haberl, M. Fischer-Kowalski, *Ecological Economics* **68** (2009) 2696.
6. R. L. Moss, E. Tzimas, H. Kara, P. Willis, J. Kooroshy, Report: Critical metals in strategic energy technologies, European Commission: Joint Research Centre, Petten, Netherlands, 2011.
7. A. Achzet, A. Reller, V. Zepf, C. Rennie, M. Ashfield, J. Simmons, Report: Materials critical to the energy industry. An introduction, University of Augsburg, Germany, 2012.
8. Report: Securing the supply chain for wind and solar energy (RE-SUPPLY), E4Tech, London/Lausanne and Avalon Consulting, Mumbai, India, 2012.
9. Report: Minerals, critical minerals, and the US economy, National Research Council of the National Academies, Washington DC, 2008.
10. T. E. Graedel, R. Barr, C. Chandler, T. Chase, J. Choi, L. Christoffersen, E. Friedlander, C. Henly, C. Jun, N. T. Nassar, D. Schechner, S. Warren, M. Yang, C. Zhu, *Environ. Sci. Technol.* **46** (2012) 1063.
11. Magnet Energy Corporation Website.
12. Report: Critical raw materials for the EU, European Commission, Directorate-General Enterprise and Industry, Brussels, 2010.
13. A. M. Bradshaw, T. Hamacher, *ChemSusChem* **5** (2012) 550.
14. A. M. Bradshaw, B. Reuter, Th. Hamacher, *Green*, **3** (2013) 93.
15. A. M. Bradshaw, T. Hamacher, U. Fischer, *Fusion Engineering and Design* **86** (2011) 2770.
16. A. M. Bradshaw, T. Hamacher, *Fusion Engineering and Design*, in press.

17. Mineral Commodity Summaries 1997 – 2013, USGS, Reston, Virginia, 2013.
18. M. Sagawa, S. Fujimura, N. Togawa, H. Yamamoto, Y. Matura, J. Appl. Phys. **55** (1984) 2083.
19. G. P. Hatch, Report: A brief overview of recent rare earth supply and pricing dynamics, Technology Metals Research (TMR), 2012.
20. J. R. Craig, D. J. Vaughan, B. J. Skinner, Earth Resources and the Environment, 4th Edition, Prentice Hall, Boston, 2011.
21. Key World Energy Statistics 2012, International Energy Agency, Paris, 2013.
22. Oakdene-Hollins, Report: Lanthanide resources and alternatives, London, UK, 2010.
23. E. Alonso, A. M. Sherman, T. J. Wallington, M. P. Everson, F. R. Field, R. Roth, R. E. Kirchain, Environ. Sci. Technol., **46** (2012) 3406.
24. A. Hughes, Electric motors and drives: Fundamentals, types and applications, 3rd Edition, Elsevier/Newnes, Oxford, 2006.
25. E. Hau, Wind turbines, Springer, Berlin, 2006
26. D. I. Bleiwas, Report: By-product mineral commodities used for the production of photovoltaic cells, USGS Circular No. 1365, USGS, Reston, Virginia, 2010.
27. M. W. George, Selenium and tellurium, Minerals Year Book, USGS, 2011.
28. T. G. Goonan, Report: Materials flow of indium in the United States in 2008 and 2009, USGS Circular 1377, 2012.
29. A. C. Tolcin, Cadmium, Minerals Year Book, USGS, 2011; Indium, *ibid*, 2011.
30. B. W. Jaskula, Gallium, Minerals Year Book, USGS, 2011.
31. US Department of Energy (DOE): Website: SunShot Initiative
32. K. Zweibel, Science, **328** (2010) 699.
33. V. Fthenakis, A. Anctil, IEEE J Photovoltaics, **3** (2013) 1.
34. W. Tahill, Report: How much lithium does a LiIon battery really need? Meridian International Research, Martainville, 2010.
35. D. Maisonnier, Fusion Eng. Des. **83** (2008) 858.
36. E. Cook, Science **206** (1979) 1141.
37. W. J. Nuttall, R. H. Clarke, B. A. Glowacki, Nature **485** (2012) 573.
38. W. J. Nuttall, R. H. Clarke, B. A. Glowacki (eds.), The Future of Helium as a Natural Resource, Routledge, Abingdon and New York, 2012.
39. W. I. Axford, J. Geophys. Res., Space Phys. **73** (1968) 6855.
40. M. D. Garvey, CryoGas International, October 2011, p. 30.
41. R. H. Clarke, Z. Cai, in Ref. 38, p. 235.
42. L. Serio (ITER), personal communication.
43. L. Boccaccini, F. Franza (Karlsruhe Institute of Technology), personal communication.
44. R. H. Clarke, R. Clare, in Ref. 38, p. 118.

45. N. Mitchell (ITER), personal communication.
46. J. E. Tilton, On Borrowed Time? Assessing the Threat of Mineral Depletion, Resources for the Future, Washington DC, 2002.

Prof. Dr. Alex M. Bradshaw, Max-Planck-Institut für Plasmaphysik,
Garching/Greifswald, Boltzmannstr. 2, D-85748 Garching (Germany) and Fritz-
Haber-Institut der Max-Planck-Gesellschaft, Faradayweg 4-6, D-14195 Berlin
(Germany)

Benjamin Reuter, TUM CREATE Ltd, 1 CREATE-Way, #10-02 CREATE Tower,
SG-13860 Singapore

Prof. Dr. Thomas Hamacher, Institut für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik,
Technische Universität München, Arcisstr. 21, D-80333 München (Germany)

Electric Mobility: Chances and Technical Challenges

Alois Knoll ^{a*} and Ljubo Mercep ^a and Hauke Stähle ^a

^a Institute for Robotics and Embedded Systems, Faculty for Informatics, Technische Universität München, Boltzmannstr. 3, 85748 Garching, Germany

1. Introduction

Today's economy has to face the challenge of finding solutions to megatrends like the urbanization, demographic shift, connectivity, mobility and growing ecologic thinking. From a present-day perspective electric mobility seems to be one of the key technologies of the future as it can solve many of the occurring problems. About 80% of the worldwide CO₂ emissions stem from large cities and their metropolitan areas¹. The transport sector alone participates in the worldwide emissions with 20%². Rapid urbanization and the creation of so-called mega-cities place new requirements on the old automobile paradigm. Pollution, noise and traffic congestion are an ever-growing problem in the bustling metropolises. The transition to renewable energy sources offers many chances and challenges for the automotive industry. The clean energy comes with a certain cost involved in refining the load balancing, energy distribution and handling of many heterogeneous energy producers on the local and global scale. This is a window of opportunity for business concepts which connect the energy producers' issues with the automotive-specific battery-cost issue. An average automobile spends 90% of its time standing still. This time period can be used to actively participate on the dynamically priced energy market and to stabilize the external energy network through the vehicle's battery. Large parking lots can therefore become significant actors on the energy market and create a large virtual buffer for all the energy spikes. However, such a business model requires large-scale changes in the existing energy and communication infrastructure.

Electric mobility introduces new challenges for the vehicle producers, since the number of mechanical components in the vehicle is reduced, as well as the aftermarket for all electric vehicle types. In order to implement all the higher-level functionality, a new approach to vehicle ICT architecture is required. This requirement stems from following sources:

- Further increase of functionality in today's vehicle leads to rapid increase of complexity in vehicle's networking and rapid increase in integration costs
- Applications like global energy management or autonomous driving require access to a wide-range of vehicle subsystems and place heavy requirements on the underlying communication structures

As analyzed in a recent study on future ICT architectures for electric vehicles (1), the shift to electric drivetrain is a chance for a more general overhaul of the entire vehicle communication and computing platform. Therefore, the disruptive approach of new electric vehicle concepts including the resulting new value chain holds a great danger potential for conventional vehicles. Mitchell, Borroni-Bird and Burns (11) make a comparison of what makes a conventional vehicle versus what makes a future-ready mobility solution. The main changes are given in Table 1.

¹ IEA World Energy Outlook 2008

² IPCC 2007.

Current vehicle	New vehicle
Mechanically driven	Electrically driven
Powered by internal combustion engine	Powered by electric motors
Energized by petroleum	Energized by electricity and hydrogen
Mechanically controlled	Electronically controlled
Stand-alone operation	Intelligent and interconnected

Table 1. Comparison of the new and the old automotive DNA (19)

With the electric car, we gain a possibility to obtain or even enhance the freedom of the individual in parallel with a sustainable mobility, economic growth and prosperity. This large-scale transformation of personal urban mobility system through technological, design and business innovation is an example of a “wicked problem” (11), (12). Such problems involve a system of highly interdependent systems, with the property that actions taken to improve one aspect of the system may produce unexpected reactions and unwelcome side effects. It requires creative speculation about possibilities, ongoing critical discussion of principles and options, engagement of stakeholders with differing and perhaps conflicting interests, building consensus and coalitions of interest, and responding flexibly to the unexpected twists and turns that emerge along the way to a solution.

In regards to this approach, we provide two relevant excerpts from the executive summary of the study Competitiveness of the EU Automotive Industry in Electric Vehicles by Proff and Killian (9):

On the whole, the total volume of the automotive service sector is likely to rise in the coming years, as the two automotive power devices (traditional engine and electric battery) will and exist and have to be serviced in parallel. For example, the installation of charging and service infrastructures for electric vehicles will be necessary while still retaining the traditional petrol, gas and service stations. Other developments such as the rising number of car sharers because of opportunities offered by the use of small electric vehicles in city centres will increase this trend even further. New opportunities could be offered by services enabling leasing or recharging of batteries. On the other hand, due to the decreasing complexity of electric vehicles in comparison to internal combustion engine vehicles, the after-market will decline in volume.

In this study, an upper- and lower end scenario (“Accelerated Path to Electromobility” versus “Long Run to Electromobility”) were developed. The “Accelerated Path to Electromobility” scenario is based on: dynamic growth on the global vehicle market, an increase in the market penetration of electric vehicles up to 2020, rapid technological and business models development and further activities in terms of public policy support. This could lead to an additional EU- 27 value added of approximately 20 billion Euro in 2020, 30 billion Euro in 2030 and the creation of 100,000 to 150,000 new manufacturing jobs in Europe. In the hypothesis that the development of electromobility is slow and the total market - especially in the BRIC countries -develops less dynamically, the European automotive industry’s value added would be adversely affected (minus 20 billion Euro by 2020 and minus 40 billion Euro by 2030), leading to a significant loss of 150,000

to 250,000 jobs. The scenarios show that electromobility is the key to the development of value added and job-creation in the European automotive industry.

While the efficiency of the electric motor floats around the 90% mark, the efficiency of the internal combustion engine is at 16% (gasoline) and 21% (diesel). The energy consumption of a typical electric vehicle driving at 50km/h is between 4 and 8kW. On top of this, there is an additional 1 to 3kW for cooling and heating systems, between 150 and 350W for lighting and various auxiliaries, 100 to 200W for infotainment devices and 20 to 200W for various controllers. The gas tank in an internal combustion engine (ICE) provides the range of 1000 km with climate control. The typical battery in an electric vehicle provides the range between 150 and 300km without climate control. A Li-Ion battery provides about 200Wh/kg, meaning that 100kg of cells provides 20kWh. The same amount of energy is provided by only 2 litres of gasoline. All this bespeaks maximal efficiency of all aggregates and controllers in the electric vehicle.

Electric motors and batteries can be distributed throughout the vehicle's chassis, providing previously unknown levels of freedom in creating the chassis. Entire electric motors, complete with steering actuators, suspension and brakes, can be integrated in a single wheel. One example of the amount of design freedom gained by using in-wheel motors is the project eCar³. High performance in-wheel motors are currently being tested in the Roding eRoadster vehicle by Siemens CT in Munich, with special focus on torque vectoring, regenerative braking and brake blending⁴.

2. Consequences for the infrastructure

Considering the energy demand for one year, an average of 80 GW has to be provided continuously to cover the needed power of all vehicles in Germany. The available photovoltaic systems and wind generators together can provide an output of approximately 60 GW. Thus it is theoretical possible to cover the energy demand of the traffic completely with regenerative sources in the near future in Germany. For a practical approach, the energy from the regenerative sources has to be stored until needed. Considering



Fig. 1. Electric vehicles can be utilized in a form of a large virtual battery to stabilize the grid.

the average capacity of the batteries of current electric vehicles of 20 kWh, one million vehicles are needed for a capacity of just 20 GWh. This means that the contribution of

³ Project eCar is a cooperation between fortiss and Technische Universität München with the focus on Drive-By-Wire, new vehicle ICT architectures and centralized human-machine interfaces:
<http://www.fortiss.org/en/research/projects/ecar/>

⁴ http://www.siemens.com/innovation/apps/pof_microsite/_pof-spring-2012/_html_de/elektroautos.html

vehicles as a distributed energy storage system is negligible and other solutions have to be taken into account.

2.1 Smart grids

Currently, the energy flow is mainly directed from the power provider towards the customer. This leads to bottlenecks if electric cars are connected at private houses as these systems were not designed with that high energy demand in mind.

One solution is to use the energy of adjacent energy cells – i.e. photovoltaic systems or other electric cars – to cover the peak demand at certain hotspots. But this solution depends on two factors: On the one hand, bi-directional charging has to be possible. On the other hand, an infrastructure must be implemented to control the whole system. If both prerequisites are fulfilled, the energy distribution system can react on local demands and re-route the energy flows. The management of this approach needs a deeply connection between the energy flow and the data flow, making the energy system a “smart grid”.

2.2 Intelligent transport systems

In the previous chapter we have considered connecting the vehicles into the energy infrastructure, which involved a certain amount of data processing in order to participate on the energy market and to stabilize the grid. In this chapter, we go one step further and examine the vehicle not only as an energy system with appropriate energetic states and goals, but as a single sensing unit, a generalized sensor in the overall traffic network. The data collected through the real vehicle sensors, together with the entire set of vehicle states (end destination, current driver assessment, ICT diagnostics), can be forwarded to a higher-order processing system which optimizes traffic flow and increases road safety. Dangers spotted by one vehicle can be disseminated in the affected region, to name one example. In an extreme case, the higher-order system can take control of the vehicles in danger and bring them to a safe state. The basic operating principles of such systems are similar to ones implemented for autonomous driving, driver assessment or a general situation awareness engine (23).

The first step towards this functionality is standardizing the car-to-infrastructure connection. One option is extending the standards originally created for the semantic sensor web. The semantic web, as envisioned by Tim Berners-Lee and described by the W3C Semantic Web Activity, is an evolving extension of the World Wide Web in which the semantics or meaning, of information on the Web is formally defined (16). These standards, such as Open Geospatial Consortium (OGC) Sensor Web Enablement (SWE), provide geospatial sensor discovery over standardized web interfaces together with plug-and-play addition of new nodes. A minimal subset of the SWE has been successfully implemented and tested in the project Innotruck.

The second step is the selection of the knowledge modeling toolset, which provides a basis for later situation analysis and decision making. This toolset, or better a knowledge framework, should model the already ubiquitous driver-vehicle-environment construct and enable knowledge exchange over the previously standardized car-to-infrastructure connection. Standard issues which are further handled by the framework are uncertainty management, real-time answering of situation-relevant questions and balancing of in-vehicle (embedded) and in-the-infrastructure (in the cloud / on external servers) processing, feature detection and decision making.

3. System architecture for electric vehicles

After the introduction of the anti-lock braking system for vehicles in the 1970s, which was the first system in a vehicle based on digital signal processing, the processing power in the vehicles increased rapidly and ended currently in a highly complex information- and communication technology (ICT) architecture. To be able to cope with the requirements for future vehicles caused by the ever-growing amount of implemented functions, a radical change in the design and deployment process is necessary.

3.1 ICT Architecture in today's vehicles

The lines of code increased from 100 in the 1970s up to as much as ten million lines today (20). Already 90% of the innovations in a car are contributed by software components and it is expected that this trend will continue. The integration effort increases, as the impact of the existing functions gets harder to model and predict. Extensive verification processes with exploding costs are necessary to guarantee the correct functionality.

The existing architecture was extended in an evolutionary process, which ended in cars with heavily distributed subsystems comprised of dozens of electronic control units (ECU's) and various heterogenous bus systems that interconnect them. It is expected that more and more functions are realized with software, which led to several problems in today's vehicles that have to be tackled (16):

- High complexity due to a variety of heterogeneous networks with different characteristics.
- The infrastructure of vehicles was not designed to support purely electronic control i.e. the systems are not fail-operational.
- Advanced driver assistance systems combine data from more and more different sources, which leads to an increased interconnection demand.
- Verification of the system is a challenge, as many electronic components have to be considered simultaneously.
- The system architecture of today's vehicles was not designed to be extendable with modifications after-sale.

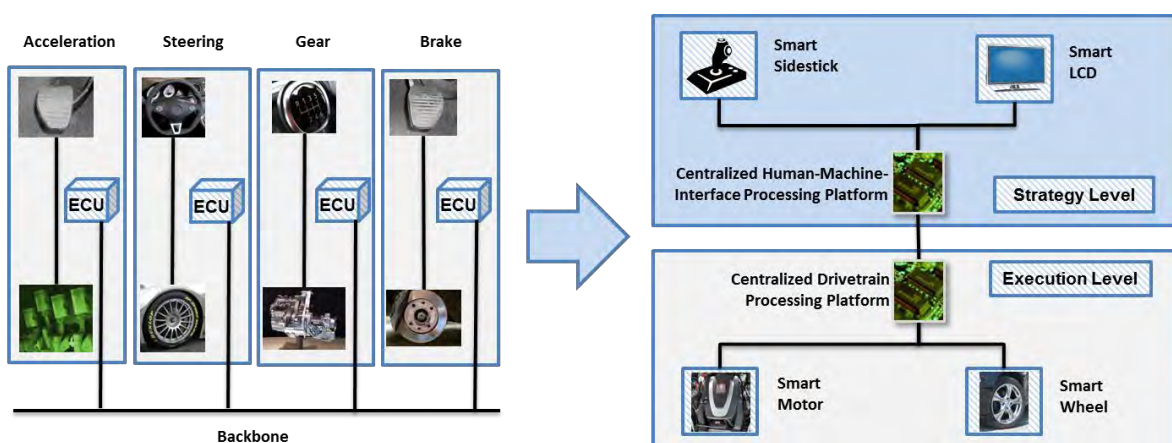


Fig. 2. Shift from a component-driven design process to a data-driven oriented design process.

3.2 Paradigm shift

We propose a shift in the design principle of a vehicle's system architecture from a component-driven process towards a data-flow oriented design process. The classic approach, the component-driven process, started in former times with a purely mechanical controlled car, evolved via mechatronic subsystems to interconnected mechatronic subsystems with distributed functionality. The outcoming architecture reflects the one-ECU one-function principle, which makes it hard to benefit from a deeply interconnection between the different driving functions. For example, in electric cars, the process of recuperation and mechanical braking has to be coordinated with each other but this is a challenge as the systems come as a black-box and have to be interconnected externally which means a high development effort.

The data-flow driven approach instead tries to follow the paths for data processing in the vehicle and is independent of individual components. The functionality is pushed from the physical container of an ECU to software containers where the high-level functionality is executed. Due to the increasing demand for sensor fusion approaches and holistic control strategies distributed system knowledge is not feasible anymore. One realization of this principle is the centralized ICT architecture. Furthermore, the system as well as the connected actuators and sensors have to become smart in order to support composability of the whole system and to make it flexible – before sale and after-sale.

3.3 Centralized ICT architecture

The centralized ICT architecture consists of centralized processing units, homogenous networks and smart components. The functionality is realized as software units on the central processing units that share common resources like processing power, memory and communication bandwidth. For safety-critical systems, the central processing units are designed in a redundant way to achieve fail-operational behavior. These units are interconnected via networks that can guarantee the transmission of data according to quality-of-service requirements of the running functions. The actuators and sensors of the system can be attached to this system in a flexible way by standardized software and hardware interfaces, making it possible to change the functionality of a vehicle after-sale.

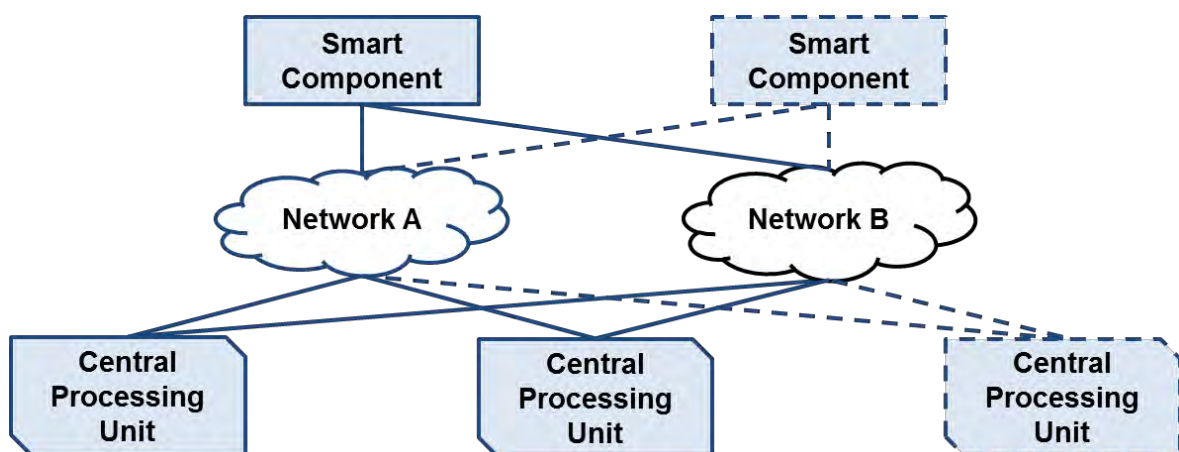


Fig. 3. Components of the centralized system architecture.

One cornerstone of the centralized ICT architecture is a runtime environment that supports functions for the management of software components and to guarantee the correct allocation and partitioning of needed resources. We propose to integrate a set of basic services into this runtime system, which are often needed in future applications. Those services include plug-and-play management for a seamless integration of hardware and software components into the already existing system and a manager for security issues as the future vehicles are going to be more and more interconnected. Thus, it is also important to protect the vehicle from non-physical attacks. Furthermore, a mechanism for automatic data fusion should be able to provide functions to combine the data from several sensors and to provide a consistent output to the applications. A runtime system which implements a basic set of these functionalities was developed as part of the project CHROMOSOME (17), (18), which can be downloaded freely.

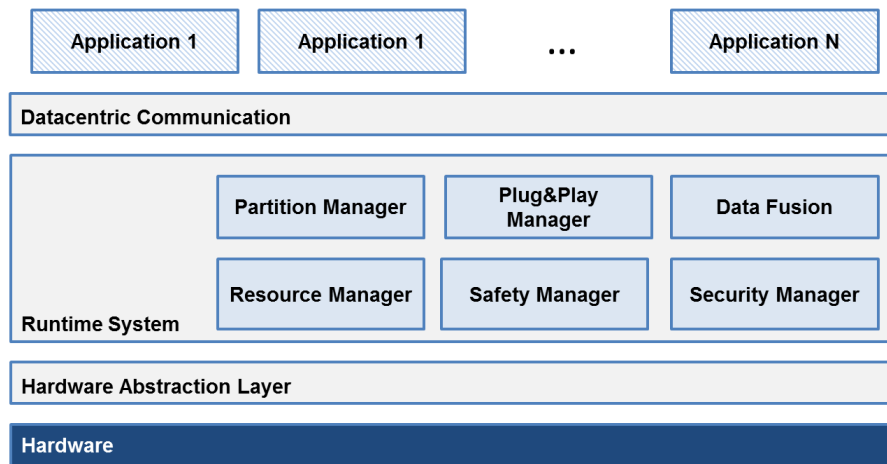


Fig. 4. Runtime environment

The requirements of the applications are described in a data-centric fashion, allowing the expandability of the system via introspection. In the data-centric paradigm, the sender and receiver of data agree on a certain data-type and name – called topic – and a set of quality properties that have to be matched. It is in the responsibility of the runtime system to find suitable matches and configure the system in a way that a data flow is guaranteed according to the requirements. This completely decouples the data sources and sinks in the system and makes it very flexible. For example, an electronic steering wheel following this principle can be easily replaced as the runtime system will match the receivers and enforce the safety requirements.

A key idea of the centralized approach is to use smart actuators and sensors. These components are smart, because they can pre-process the data and run local feedback loops. This is important to reduce the required communication bandwidth as the smart components can interpret the abstract commands sent from the central units and react in a certain range to external changes on their own. An example for a pre-processing smart component is a camera that can extract information out of the image like the position and velocity vector of other vehicles or pedestrians. Instead of sending the complete image, only the list of objects is sent to the central system which reduces the bandwidth demand dramatically. Furthermore, as an abstract representation is chosen, the camera can be exchanged by another one and the functionality of the system does not depend on intrinsic parameters of it like frame rate or resolution.

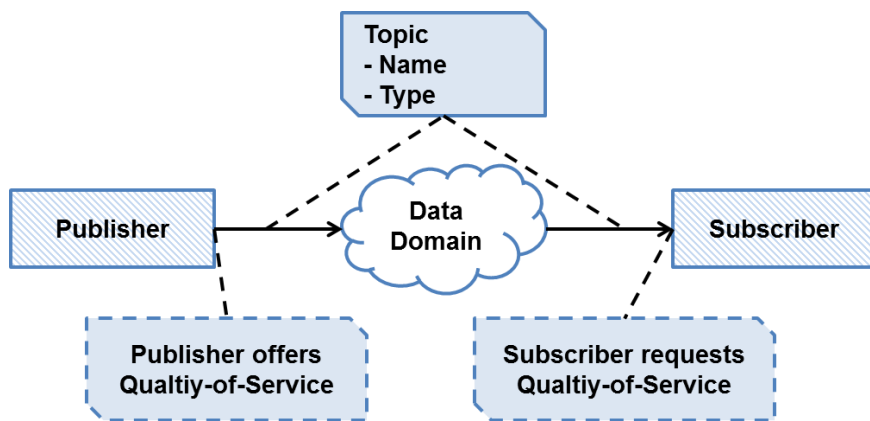


Fig. 5. Requirement description in a data-centric way.

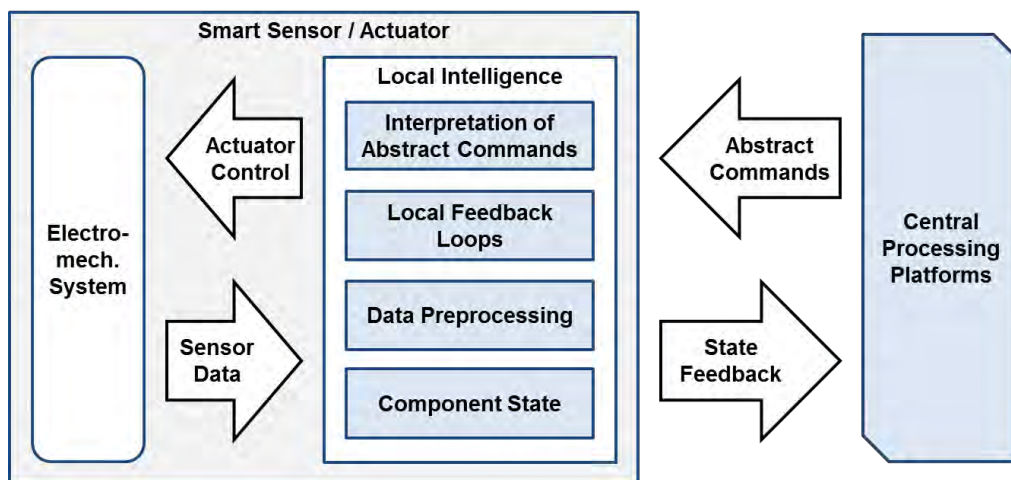


Fig. 6. Smart components.



Fig. 7. eCorner as highly integrated smart component.

Another example for a highly integrated smart component is the eCorner, which combines the functions for acceleration, deceleration and steering in one module. It consists of one steering motor and one in-hub motor, which are controlled via a microcontroller to form a smart component. The outstanding in this setup is the ability of the eCorner to be controlled by just a few commands that include the direction and torque of movement. The eCorner is responsible on its own to execute this command in an optimal way.

3.3 Impact

The implementation of a centralized ICT architecture is a challenging task but all involved parties will benefit from a change on the long run. For vehicles with combustion engines a disruptive change is necessary – meaning that the manufacturers have to completely alter their supplier chains and processes. Thus, the change towards a centralized architecture is involved with a high risk for the current manufacturers of conventional vehicles. We think that electric mobility can be a shortcut for the proposed architecture as an electric vehicle comes with different demands for the IT infrastructure and the system has to be re-designed in many aspects. This means that e-mobility can be a chance to establish a future proof architecture in form of a centralized ICT approach. Eventually, the following benefits are expected:

- **Environmental benefits:** Due to shared resources on the central processing units, the overall energy demand can be reduced regarding the information processing. Shared communication media reduces the wiring harness and lowers the weight of vehicles.
- **Advantages for manufacturers:** A centralized architecture enables the optimized addition of further functions. This leads to reduced development costs and shorter development cycles.
- **Advantages for costumers:** Due to the dynamic platform management, the end-user will experience a higher flexibility in system configuration with the possibility of functional extensions.
- **Advantages for suppliers:** With the help of standardized interfaces and a resource-aware runtime system, one product can be sold to different manufacturers without the need for modification.

3.5 Migration

As a radical approach, migration strategies have to be provided to industry for a smooth transition to a centralized architecture and its benefits. One possibility is to keep the conventional vehicle architecture intact and to add electronic extensions based on a centralized architecture. In this approach, the information of the steering wheel is imported by sensors, processed and enhanced afterwards, and finally executed by actuators that control the movement of the wheels. A mechanical fallback will establish the traditional control mechanism in case of a failure of the electronics. This system does not necessarily need to be fail-operational which limits the functionality i.e. autonomous driving is not possible, as the driver has to be always responsive in the case of errors.

The InnoTruck implements an on-top approach for the drive-by-wire system. This means that the existing vehicle architecture was kept and extended by an electronic system. As the electronic extension is the only connection to the vehicle mechanics, this system has to be

fail-operational as a single fault must not lead to a complete loss of the system functionality. Thus, this system can also be used to implement functions with very high demand for reliability like autonomous driving.

Another migration strategy is to re-define the classic vehicle domains into domains that fit the data-flow. In this way, the internal structures of the vehicle manufacturers can be kept up to a certain degree. One realization of this idea is the 5-module approach, which

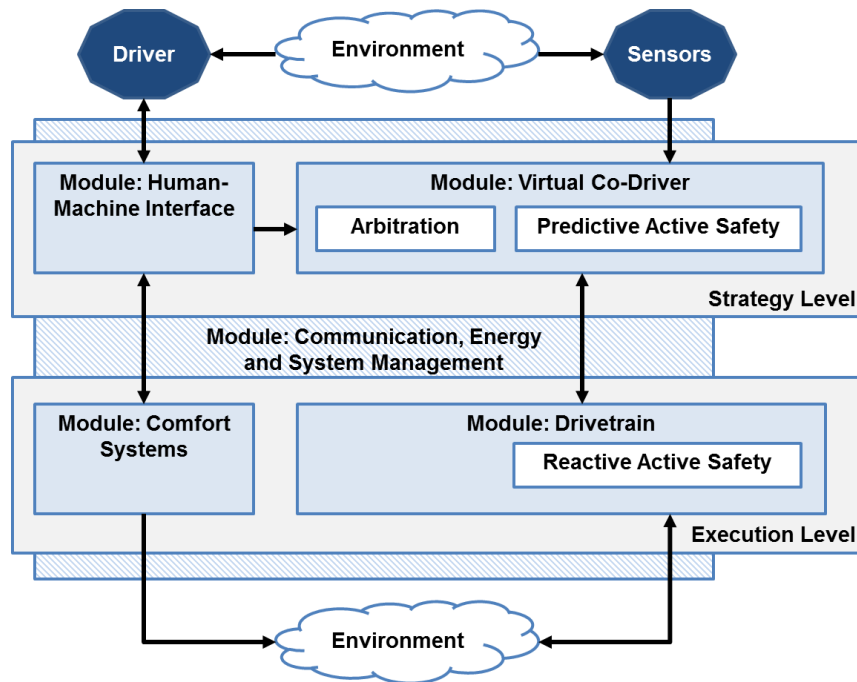


Fig. 8. Data-flow between the functions in the vehicle according to the 5-module concept.

was introduced by Prof. Spiegelberg. It clusters the vehicle functions into the 5 modules human-machine interface, virtual co-driver, comfort systems, drivetrain and system management. It was designed to minimize the inter-module communication in order to optimize the development process. Each module in this approach represents a hardware unit and a business unit at the same time. Starting from this concept, the modules can be further integrated into one physically centralized system while just keeping the clustering on a logical level.

4. Supportive human-machine interfaces on top of the new architecture

We shortly describe the basics of human-machine interaction and how it can be improved in the scope of deeper vehicle changes incurred by the shift to electric mobility. The human-machine interaction is made up of a series of translation steps. One happens at the human side, when his original intent is translated to the speech or movements of body parts in order to convey the command to the machine. The user is also actively involved in the interpretation of machine's feedback. The machine spends some time interpreting the physical and speech input being received through what is currently called a human-machine interface and preparing the feedback through various HMI modalities. At the end, a man-machine interaction has been executed and a task has been performed with a certain degree of quality. The translation involved in the interaction would be more transparent if the

machine would process the entire interaction context and if it would interact with the user using complete situation awareness, without forcing a fixed set of interaction rules. The machine feedback would therefore only add to the existing user perceptive abilities and not overlap or overload the user. The level of user support would be adjusted to the user's level of acquaintance with the system and the assessment of the current user fitness.

With this mission in mind, we focus on the following questions in the scope of a road vehicle:

- What are the requirements and the enablers for such situation awareness and for the resulting augmentation of the driver's abilities?
- How can such supportive and cooperative HMI affect the business models around electric mobility?

The new vehicle ICT, described in the previous chapter, provides following key enablers to the supportive and context-aware human-machine interfaces:

- Guarantees on quality-of-service regarding the in-vehicle communication system
- Data-centric approach
- Hardware and software component plug-and-play
- Safe and redundant drive-by-wire system

Having analyzed our mission as well as the enablers provided by the vehicle ICT, we focus on the necessary building blocks.

The preparation of the machine feedback to the driver has to include three stages: context processing, feedback information prioritization and, at the end, personalization of the feedback.

The topic of context processing rises following related questions:

- Management of uncertainty
- Embedded performance
- Real-time guarantees
- Ballance of cloud vs. local execution
- Knowledge exchange
- Plug-and-play of new data sources and algorithms



Fig. 9. Personalizable virtual dashboard as an end point of vehicle feedback

The user-vehicle-world construct, together with its inherent uncertainties, can be represented with Bayesian networks. Their exact description, through the rules of conditional probability and associated probability distributions, provides predictability and

enables formal testing. We focused on exact inference for the same reasons. Four specific areas for improvement in the HMI domain were identified:

- Inference complexity on embedded hardware
- Separation of conditional dependencies between sensor modalities
- Dynamic addition and removal of data sources
- Time constraints for safety relevant functionality

In the scope of the Innotruck project, an extension of the Junction Tree algorithm, called the Probabilistic Application Layer (PAL), has been developed to improve all the four areas (4). It has been implemented on an embedded platform as a part of a combined HMI - Driver Assistance module inside the 5-Module architecture. As an additional important building block, we also propose a so-called framework for context processing in the domain of human-machine interaction and driver assistance. It builds on top of PAL and fully abstracts its functionality from the application level. The applications can place top-level questions, such as “is there an object which the driver cannot see in the vehicle’s path”, which are parsed and compiled as queries in the PAL together with associated guarantees on inference latency (22).

Priorization of feedback can be rule-based, leaning on road safety regulations, general ergonomic considerations, human perceptive specifics and available HMI devices in the vehicle. Arbitration for limited HMI resources is necessary in the case of conflicting feedback channels. We do not focus on this aspect of the interaction.

Stored user profiles can not only contain the preferred steering sensitivity or interface skin, but also the description of the driver’s skill level, in order to consistently deliver the preferred level of assistance. This level can stay unchanged throughout different vehicle types. In this way, for example, new users or elder population can be gradually integrated into semiautonomous or autonomous vehicles. It is advisable to continuously present the next system step or system state, to attain user’s trust at the beginning. The user should be aware that the vehicle perceives all the objects in its path. Once the trust has been built, the HMI can switch to infotainment content and a minimal representation of the driving task. Our maneuver and parking assistant, which comes with an offline training mode, is one of such assistive systems with varying levels of support. It is possible to adapt the entire suggested parking maneuver to the driver’s acquaintance level, by penalizing difficult mid-actions, like driving backwards with a steep steering angle. Several screenshots of the application are given in Figure 10.

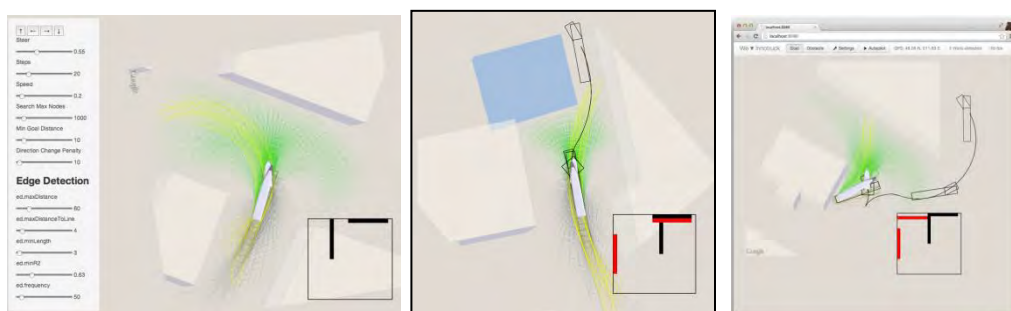


Fig. 10. Adaptable park- and maneuver assistance in Innotruck

Building upon the safe implementation of drive-by-wire, new input methods for primary vehicle control are possible. We considered the highly integrated devices, requiring minimal footprint inside the vehicle and enabling longer operation without physical strain

on the user. One of them is the spherical sidestick, test-proven in the area of vehicles for people with physical disabilities, preventing them to operate a standard steering-wheel/gear shifter/pedal interface paradigm. Such device was tested in the Innotruck vehicle, as shown in Figure 11. A standard joystick device has been used as a sidestick in the eCar project.



Fig. 11. Sphere sidesticks integrated in the driver's seat

5. Current projects

5.1 Diesel reloaded

The project Diesel Reloaded is organized by the Institute for Advanced Study (IAS) and the International Graduate School of Science and Engineering (IGSSE) of the Technische Universität München, together with the industry partner Siemens AG. The project started in 2011 and is led by Prof. Dr.-Ing. Gernot Spiegelberg, a Rudolf Diesel Senior Industry Fellow at the IAS and the head of concept development for electric mobility at Siemens Corporate Technology. The principal investigators are Prof. Dr.-Ing. habil. Alois Knoll from the Chair for Robotics and Embedded Systems and Prof. Dr.-Ing. Markus Lienkamp, from the Chair for Automotive Engineering. Three doctoral candidates are active in three

research areas. Dipl.-Ing. Claudia Buitkamp is responsible for the vehicle's energy management. Ljubo Mercep, M.Sc., is working in the field of human-machine interfaces. Dipl.-Ing. Hauke Stähle is developing the system architecture. The interdisciplinary approach is focused on three different aspects of electric mobility: business models, enabling technologies and communication of science to public.



Fig. 12. The prototype vehicle - the Innotruck.

The Innotruck is the project's scientific prototype and the demonstrator at the same time. It is a hybrid diesel-electric drive-by-wire truck with a bionic design from Prof. Luigi Colani. Observing it from the outside, three basic segments can be identified: The self-contained

drivetrain, the large semitrailer and the trailer. The semitrailer is internally composed out of three functional segments: Driver's workplace, business lounge and presentation area. The driver's workplace features a highly integrated human-machine interface consisting of a driver's seat with two spherical sidesticks and a central console with the virtual dashboard. The business lounge is outfitted with ambient lighting control and presentation displays. The presentation area is equipped with four large interactive presentation displays.

5.2 eCar

The eCar (19) was designed as a flexible platform to evaluate different approaches for the ICT in electric vehicles. It features four eCorners that can be controlled independently. Two eCorners are connected to form a smart axle. The smart axle is able to execute the command coming from the central processing unit autonomously. It only needs information about the current driving mode and the desired motion vector. Thus, the eCar is a demonstrator for a vehicle where the centralized ICT architecture was completely implemented.



Fig 13. eCar - experimental platform for e-mobility concepts.

6. Conclusion

The shift to electric mobility carries the potential to radically reshape the value creation chain in the automotive sector. Overlapping of the transport, communication and energy sectors could result in creation of new business models, requiring novel technologies and competences. We claim that these will be revolving around three focal points: connection to the infrastructure, vehicle ICT architecture and human-machine interaction inside the vehicle. In this paper, we analyze these topics in-depth and present our findings gained through requirements analysis and prototype development. We present the key enabling technologies and competences necessary to exploit all the chances offered by an expected disruptive market change. The mobility partner of the future is a “vehicle” for data processing, data mining and data exchange. The new vehicle concepts have to provide a suitable runtime environment for new HMI and driver assistance applications. We claim that the electric vehicle is not just a use-case for the new Industrie 4.0 and for the product lifecycle management of the future – supportive and integrated mobility is a chance for itself.

References

- (1) Buckl C., Camek A., Kainz G., Simon C., Mercep Lj., Staehle, H., and Knoll, A. (2012) The software car: Building ICT architectures for future electric vehicles. In Electric Vehicle Conference (IEVC), 2012 IEEE International, Greenville, USA.
- (2) fortiss GmbH, The software car: Information and communication technology (ict) as an engine for the electromobility of the future, Tech. Rep., Munich, Germany, 2011.

- (3) Mercep, Lj., Spiegelberg G., Knoll, A., A case study on implementing future human-machine interfaces. In The 2013 IEEE Intelligent Vehicles Symposium, Gold Coast, Australia, 2013.
- (4) Mercep, Lj., Spiegelberg, G., Knoll, A., Context processing for human-machine interface, Science and Information Conference 2013, London, UK, 2013.
- (5) Christian Buckl, Bernhard Schätz, Marcus Fehling, Karl-Josef Kuhn, Cornel Klein et. al. Mehr Software (im) Wagen: Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) als Motor der Elektromobilität der Zukunft. Abschlussbericht des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie geförderten Verbundvorhabens "eCar-IKT-Systemarchitektur für Elektromobilität", 2011
- (6) Fraunhofer ISI, Gesellschaftspolitische Fragestellungen der Elektromobilität, 2011
- (7) Geisberger, Eva, and Manfred Broy, eds. agendaCPS: Integrierte Forschungsagenda Cyber-Physical Systems. Vol. 1. Springer, 2012.
- (8) P. Albertus, J. Coutts, V. Srinivasan and J. Newman, *J. Power Sources*, 2008, **183**, 771
- (9) Heike Proff, Dominik Kilian, Competitiveness of the EU Automotive Industry in Electric Vehicles, Final Report, University of Duisburg-Essen, Chair of General Business Administration & International Automotive Management, December 19th of 2012.
- (10) Ljubo Mercep, Gernot Spiegelberg, and Alois Knoll. An approach for embedding the vehicle inside the web-of-things. In International Scientific Conference on Mobility and Transport Mobil.TUM 2013, Munich, Germany, 2013.
- (11) Mitchell, William John, Chris Borroni-Bird, and Lawrence D. Burns. Reinventing the automobile: Personal urban mobility for the 21st century. MIT Press, 2010.
- (12) Rittel, Horst WJ, and Melvin M. Webber. "Dilemmas in a general theory of planning." *Policy sciences* 4.2, 1973.
- (13) Lefort, Henson, Taylor, "Semantic Sensor Network XG Final Report“, W3C Incubator Group Report 28 June 2011.
- (14) Holger Neuhaus, Michael Compton, “The Semantic Sensor Network Ontology: A Generic Language to Describe Sensor Assets”, 2009.
- (15) Lujan, J.L.P.; Yague, J.L.P.; Ten, J.E.S.; , "Middleware with QoS Support to Control Intelligent Systems“, The Second International Conference on Advanced Engineering computing and Application in Sciences, October 2008.
- (16) Amit Sheth, Cory Henson, and Satya S. Sahoo, “Semantic Sensor Web”, *IEEE Internet Computing*, July/August. 2008.
- (17) Hauke Staehle, Ljubo Mercep, Gernot Spiegelberg, and Alois Knoll. Towards the deployment of a centralized ict architecture in the automotive domain. In *Embedded Computing (MECO), 2013 Mediterranean Conference on*, June 2013
- (18) Kai Huang, Gang Chen, Nadine Keddis, Michael Geisinger, and Christian Buckl. Demo abstract: An inverted pendulum demonstrator for timed model-based design of embedded systems. In *2012 IEEE/ACM Third International Conference on Cyber-Physical Systems (ICCPS)*, page 224, April 2012

- (19) Stephan Sommer, Michael Geisinger, Christian Buckl, Gerd Bauer, and Alois Knoll. Reconfigurable industrial process monitoring using the CHROMOSOME middleware. In The Fifth International Workshop on Adaptive and Reconfigurable Embedded Systems (APRES 2013). ACM, 2013.
- (20) Martin Eder and Alois Knoll. Design of an experimental platform for an x-by-wire car with four-wheel steering. In Proceedings of the 6th IEEE Conference on Automation Science and Engineering, pages 656-661. IEEE Press, 2010.
- (21) R. N. Charette, "This car runs on code," IEEE Spectrum, vol. Green Tech, Advanced Cars, Feb 2009.
- (22) Mercep, Lj., Spiegelberg, G., Knoll, A. 2013. Context processing for human-machine interface, Science and Information Conference 2013, London.
- (23) Mercep, Lj., Spiegelberg, G., Knoll, A. 2013. A robust driver assessment method for the brain-computer interface, IADIS Interfaces and Human Computer Interaction 2013, Prague.

Prof. Dr.-Ing. habil. Alois Knoll,
*corresponding author (knoll@in.tum.de)
M. Sc. Ljubo Mercep,
Dipl.-Ing. Hauke Stähle,
Technische Universität München,
Dept. of Informatics,
Robotics and Embedded Systems,
D-85748 Garching

Energy Systems: the Importance of Energy Storage

Michael Metzger and Ulrich Stimming* **, Technische Universität München, Dept. of Physics E19

Energy storage is considered the key element in an energy system that organizes production, consumption and transport of electricity in a smart way. Already today a multitude of energy storage technologies is at our disposal. They scale from large pumped-storage power plants to small battery systems with high energy and power density. This article tackles the question whether we need a novel architecture of the energy system and how energy storage technologies enable the design of self-sustaining, largely autonomous energy clusters.

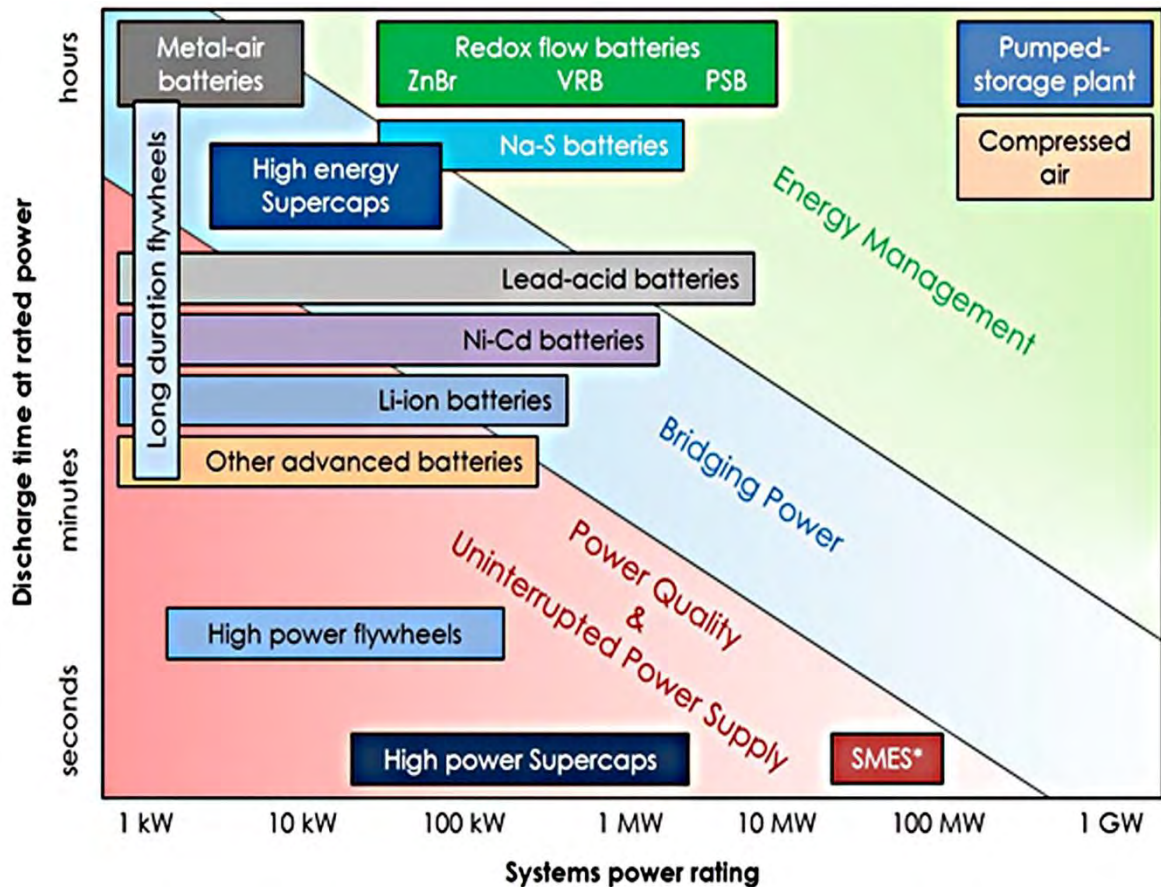
1. Introduction

The German term ‘Energiewende’ became a synonym for the transformation of the German energy system. It refers to the move towards an energy supply generated primarily from renewables by 2050 [1]. This requires the energy system to be fundamentally restructured, from a centralized (one producer * many consumers) to possibly a decentralized operation (many producers * many consumers). Amongst others, the transformation of the energy system implies two major challenges: (i) A technological challenge to develop efficient energy storage technologies that can compensate the volatile generation from renewable energy sources and (ii) a conceptual challenge to design novel architectures of the energy system, which enables the self-sustainability of individual energy clusters and sets the goals for hardware development.

2. The challenge: different forms of energy and how to store them

The technical performance of energy storage devices is mainly described by four key parameters. The energy density (i) is the amount of energy stored in a system of given mass (gravimetric) or a region of space (volumetric), while the power of an energy storage device per mass or volume is referred to as the power density (ii). The time of energy storage characteristic for a specific device design is called storage time (iii) and internal reactions, which reduce the stored charge in a device without any load connected in the external circuit is the so-called self-discharge (iv).

The above-described criteria apply to different technical realizations of energy storage systems. One generally distinguishes between thermodynamic energy storage devices that store energy as latent heat, and electrical energy storage devices, which allow multiple ways of energy conversion. A representative of the first category is building material featuring micro-encapsulated phase change materials (PCMs) that absorb heat when they change from solid to liquid and release heat vice versa [2]. The second category is represented by (super-) capacitors (energy stored in electromagnetic fields), batteries (energy stored in the charge state of single molecules within an encased system) or flywheels and pumped-storage power plants (energy stored mechanically). Furthermore, chemicals (such as hydrogen) can be used for long-term energy storage in combination with converters (e.g. fuel cells).



*) SMES: Superconducting magnetic energy storage

Fig. 1. Comparison of power rating and discharge time for various energy storage systems

Fig. 1 puts several battery related technologies into context with electrical and mechanical energy storage devices. In general, electrochemical energy storage possesses a number of desirable features, including pollution-free operation, high round-trip efficiency, long cycle life, low maintenance, as well as flexible power and energy characteristics to meet different grid functions (like load leveling and power quality management) [3]. Therefore, the next section focuses on the most relevant electrochemical energy storage systems.

3. The devices: selected energy storage systems

Electrochemical energy storage devices can be classified in terms of their diverse operating principles. Regardless of their specific internal chemistry, batteries store energy through charge transfer reactions within their electrode structure. Redox flow batteries, in contrast, possess storage tanks containing redox species that are continuously circulated through the cell under change of their charge state. In supercaps, an electrical double-layer arises at the electrode/electrolyte interface, i.e. energy is stored in the electromagnetic field between spatially separated charges. Consequently, supercaps could be categorized as both, electrochemical and pure electrical energy storage devices. Finally, fuel cells represent yet a different, non-rechargeable kind of electrochemical storage system, since the energy is stored in the reactants (hydrogen, ethanol, etc.) that are externally fed to the device.

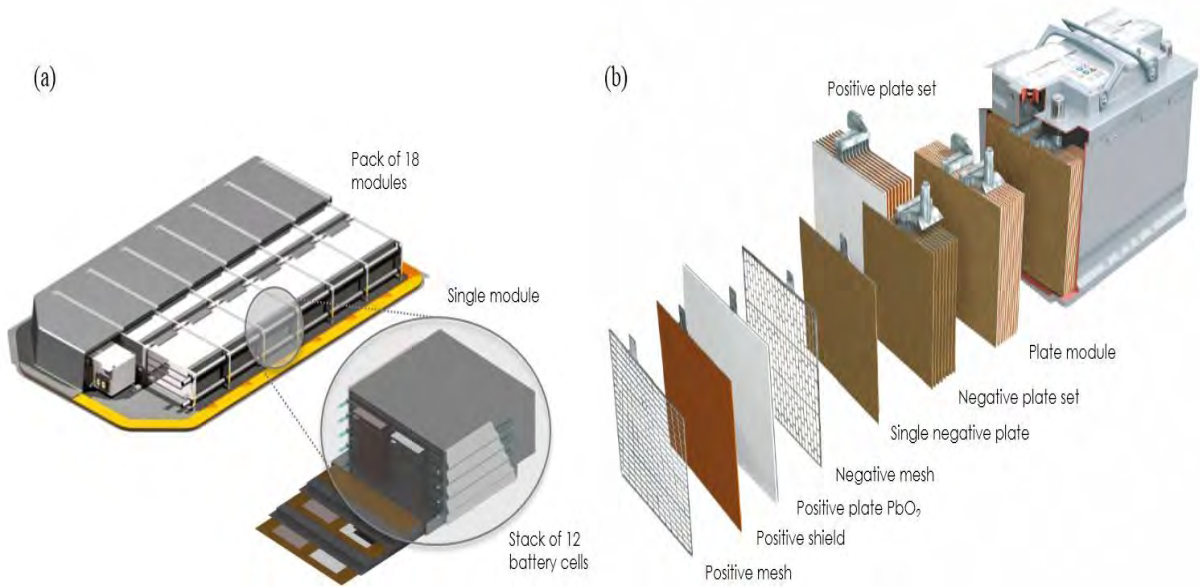
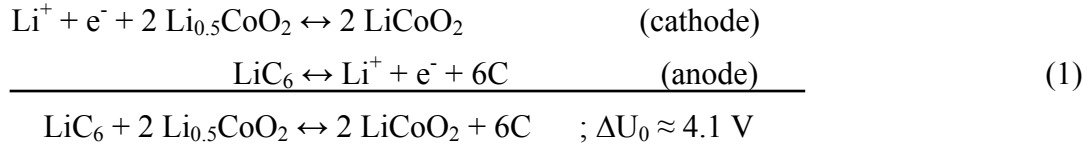


Fig. 2. (a) Li-ion battery pack comprised of 216 single cells in 18 modules [4],
 (b) Standard lead-acid car battery.

3.1. Li-ion batteries

Fig. 2 compares a state-of-the-art Li-ion battery pack used in battery electric vehicles (BEVs) with a standard lead-acid car battery. The mature scientific approach of Li-ion technology to intercalate Li^+ ions into host structures outperforms conventional batteries in terms of energy and power density, no matter what battery chemistry it is compared to (see Tab. 1). The reaction mechanism is summarized in Eq. 1.



In state-of-the-art rechargeable Li-ion batteries transition metal oxides serve as reversible cathode materials [5]. Lithiation of the transition metal oxides results in LiMO_2 compounds (in most commercial systems $M = \text{Co}$) that serve as the source of lithium in the cell. As an anode host structure that allows Li intercalation, most Li-ion battery types rely on graphite, whereas the standard electrolyte solutions are alkyl carbonate solvents.

Beyond the above-described graphite- LiCoO_2 system, that powers most of today's portable electronic devices, like laptops and cell phones, there is a new generation of Li-ion batteries that features novel anode and cathode materials. A compendious presentation of these advanced Li-ion battery concepts is far beyond the scope of this article and there are excellent reviews that provide a comprehensive overview of the recent developments [7]. However, one particular system shall be highlighted here, which renders Li-ion technology suitable for stationary applications, like load leveling etc.

By introducing lithium titanate $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$ (LTO) as a new anode intercalation material and combining it with highly stable LiMPO_4 cathodes, the resulting battery system

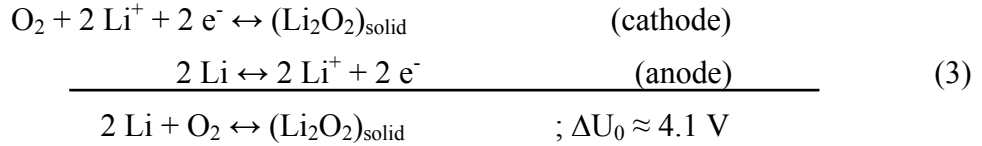
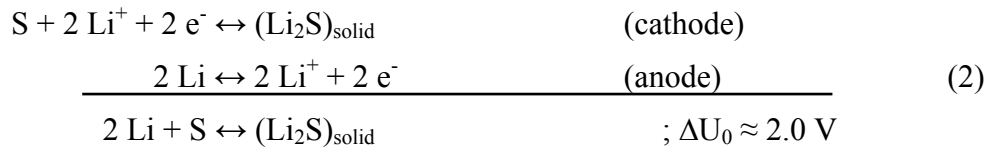
exhibits very prolonged cycle lifetime, impressive stability and excellent safety features [8][9]. LTO electrodes are inferior to graphite in terms of their capacity, which leaves LTO-based batteries with rather low energy density. However, in matters of load leveling applications for which energy density is not important, LTO electrodes seem highly suitable, because they are very fast and excel in low temperature performance [10]. At the redox potential of this electrode there are no major reduction processes of standard electrolyte solutions. Due to this fact, LTO electrodes exhibit very prolonged cycle life. As a family of cathode materials LiMPO_4 and especially its representative LiFePO_4 feature a practical capacity that almost reaches the theoretical one (165 out of 170 mAh/g). It furthermore possesses an excellent rate capability even at low temperatures and very good safety features. As another decisive advantage it is much less thermally active with standard electrolytes than lithiated transition metal oxides. Prototype cells employing the upper combination of novel anode and cathode materials represent impressive demonstrations of how Li-ion technology can contribute to the storage of renewable energy.

Battery type	Pb	Ni-Cd	Ni-MeH	Na-S/ Na-NiCl ₂	Li-ion
Energy density vol. [Wh/L]	90	150	200	345/190	300-400
Energy density grav. [Wh/kg]	35	50	70	170/120	200-300
Power density vol. [W/L]	910	2000	3000	270	4200-5500
Power density grav. [W/kg]	430	700	1200	180	3000-3800
Self-discharge	+	+	+	-	++
Fast charging	--	++	+	-	+

Tab. 1. Key parameters of state-of-the-art batteries with different chemistries [6].

3.2. Post Li-ion batteries

Apart from the long-commercialized Li-ion battery concept, significant research effort is put into Li-S and Li-air systems, the so-called post Li-ion batteries. For the use in BEVs the theoretical energy density of Li-ion batteries (387 Wh/kg) is too low to approach the desired driving range of ~500 km between charging [12]. The move from Li-ion to Li-S and Li-air would represent a great leap forward in terms of energy density. The reaction products on the cathode side, namely Li_2S and Li_2O_2 , store more lithium and hence more charge per unit mass, than LiCoO_2 . On the anode side lithium metal stores more charge per unit mass than Li-intercalated graphite electrodes. Fig. 3 depicts a schematic representation of Li-S and Li-air batteries, while Eq. 2 and 3 provide the main reaction mechanisms.



In Li-S batteries, the Li-metal anode is oxidized upon discharge, releasing Li^+ into the electrolyte (vice versa upon charge). At the cathode, elemental sulfur is reduced upon discharge to form various polysulfides. These compounds then combine with Li^+ to form the final discharge product Li_2S (on charging it is decomposed again to $\text{S} + 2 \text{Li}^+ + 2 \text{e}^-$).

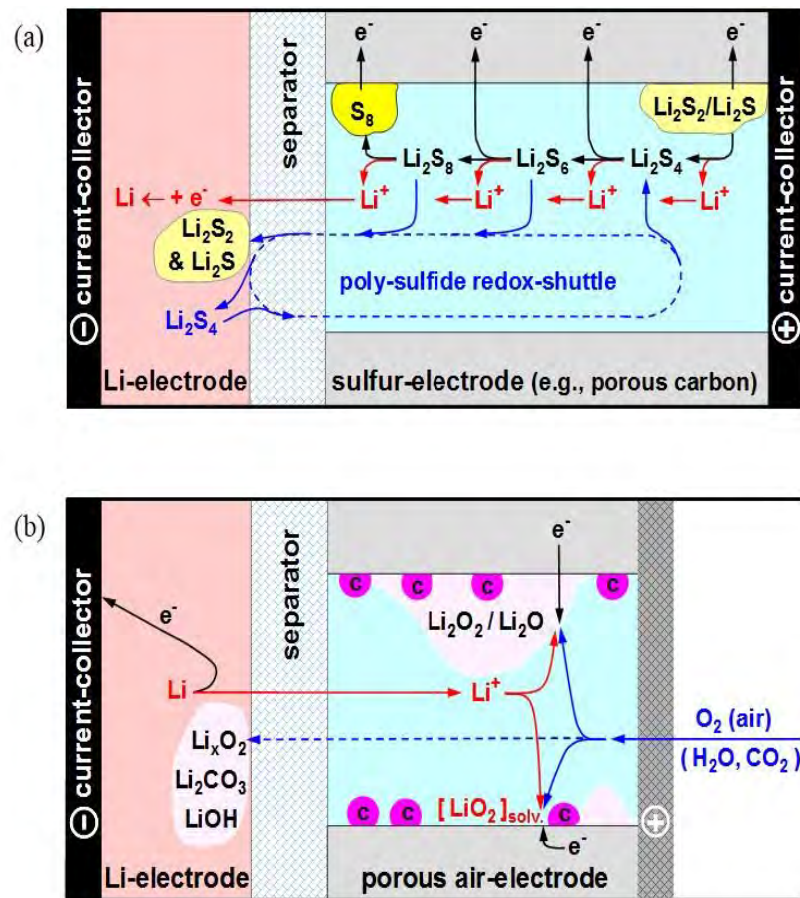


Fig. 3. Principle of Li-S (a) and Li-air battery (b) [11].

Li-S batteries represent a promising concept due to (i) the natural abundance and low cost of sulfur and (ii) the high theoretical energy density of 2567 Wh/kg [13][14]. However, major drawbacks that hampered the commercialization of Li-S technology are (i) the poor electrode rechargeability owing to the solid reaction product Li₂S (“cathode clogging”) and (ii) the diffusion of polysulfide intermediates Li₂S_n ($3 \leq n \leq 6$) to the anode (“capacity fading”).

In Li-air batteries, molecular oxygen O₂ from air enters the cathode’s porous carbon structure. It dissolves in the electrolyte found inside the pores and is reduced to O₂²⁻ upon discharge. In combination with Li⁺, produced at the anode like in Li-S batteries, the final discharge product lithium peroxide Li₂O₂ is formed (on charging it is decomposed again to O₂ + 2 Li⁺ + 2 e⁻).

Li-air batteries offer an even higher theoretical energy density than Li-S of 3505 Wh/kg. Among others, the most apparent problem of Li-air batteries, which they also share with polymer electrolyte membrane (PEM) fuel cells, is the oxygen reduction reaction (ORR). Up to now, no research group succeeded in the synthesis of a suitable ORR catalyst to replace the high cost noble metal catalysts like Pt, Au or Pd. The designing and preparation of highly active non-noble metal cathode catalysts for Li-air batteries and PEM fuel cells is one of the most eagerly pursued targets of modern electrochemistry.

A common R&D challenge of both, Li-S and Li-air technology is the poorly controlled Li/electrolyte interface at the anode side. An improved Li-metal anode design or an alternative material is a prerequisite for both systems to advance to maturity.

3.3. Redox flow batteries

For energy storage in the medium scale (10 kW – 10 MW), redox flow batteries (RFBs) offer a multitude of advantages over other technologies, like flexibility (energy and power scale independently), depth of discharge, rapid response, instantaneous refueling, high cycle lifetime and good safety features (non-hazardous materials). This renders RFBs a suitable device when it comes to applications like load leveling or power quality control.

Redox couple	E _{cell} [V]	Overall efficiency [%]	Energy density [Wh/L]	Power density ^a [W/m ²]
Iron-Chromium	1.2	95	13-15	200-300
All-Vanadium	1.6	83	25-35	600-700
Vanadium-Bromide	1.4	74	35-70	220-320
Mega-ions	1.5	96 ^b	250 ^c	2000

Tab. 2. Main parameters for the characterization of different redox flow battery chemistries (a Estimated as measured current density times cell voltage, b Coulomb efficiency of half-cell, c Estimated value based on solubility of 1 mol/L and 6 electrons per redox molecule) [16].

In typical RFBs two external reservoirs contain soluble electroactive species. Those are continuously circulated through the cell and undergo a reduction/oxidation process at the interface with the respective electrode. To maintain electroneutrality, an ion selective membrane separating the positive and the negative redox species within the two flow compartments allows the transport of non-reaction ions, e.g. H^+ [15].

Successful prototypes mostly rely on the all-vanadium chemistry with a V^{2+}/V^{3+} redox couple in the negative compartment and the corresponding V^{4+}/V^{5+} redox couple in the positive compartment [17]. Tab. 2 lists several other redox flow battery chemistries and the corresponding cell voltage, efficiency, as well as energy and power density. Here, special focus shall be placed on a new concept featuring so-called mega-ions that contain multiple transition metal redox centers. Since the energy in RFBs is stored in the form of reduced and oxidized electroactive species in the electrolyte, the use of mega-ions offers a great potential. Multiple redox states and the high number of electrons per unit volume could lead to higher energy and power density than in conventional RFBs. Under electrochemical analysis, mega-ions have proven to exhibit fast and reversible multi-electron redox activity [16]. Besides, their application in RFBs also supercaps could possibly benefit from the advantageous properties of mega-ions. However, RFBs and supercaps relying on mega-ions have not reached a prototype stage yet.

4. The automotive application: fueling the e-car

Apart from energy storage for the grid the second major application of battery technology is found in sustainable personal mobility. The future of automotive propulsion is closely related to electrochemical energy storage, given fossil fuel limitations and environmental imperatives [18]. Fig. 4 proposes two concepts for fueling the e-car.

Many vehicle manufacturers rely on the state-of-the-art approach to use Li-ion batteries for the electrification of the automobile. Given an energy supply generated primarily by renewables, those battery electric vehicles (BEVs) are mainly powered by ‘green’ electricity from wind parks and solar farms. The transport and distribution of the electricity needed for charging is accomplished by the power grid and a dense infrastructure of charging stations. In order to achieve the goal of 1 million BEVs by 2020 or even a full electrification of the German car fleet (approx. 42 million BEVs) considerable efforts have to be devoted to (i) the establishment of such a charging infrastructure, (ii) the improvement of today’s Li-ion batteries [19]. For their application in BEVs, the main constraints are the relatively low energy density and the long recharge time. Without a breakthrough in the above-described next generation Li-ion/Li-S/Li-air batteries the only solution to enable comfortable long-distance driving with fully electric cars is presented by initiatives like “Better Place”, which suggest networks of fast battery switch stations [20].

In the lower part of Fig. 4 we want to highlight an innovative approach to accomplish fully electric propulsion without the need for new infrastructure. Direct ethanol fuel cells (DEFCs) convert the chemical energy carrier ethanol into electrical energy. Ethanol can be produced in a sustainable way by thermal or chemical conversion of biomass and waste. It is a liquid fuel of high energy density (8 kWh/kg, 40x higher than Li-ion batteries), non-toxic and it can be easily integrated in the existing fuel infrastructure. Thus fuel cell electric vehicles (FCEVs) powered by DEFCs represent a serious alternative to BEVs. In general DEFCs face the same R&D needs as high-temperature PEM fuel cells. The biggest challenge, however, is to achieve a total oxidation of ethanol to CO_2 . An effective C-C bond scission during the ethanol oxidation is necessary to enable the utilization of all 12 electrons

in the ethanol molecule. Recent reports on the CO₂ current efficiencies (CCEs) present values of up to 80% [21]. In order to further enhance the reaction kinetics higher operating temperatures of 200-400°C are suggested. Consequently, this requires highly temperature resilient membranes. One potential candidate are ammonium polyphosphate composites that excel due to their good ionic conductivity and high temperature stability at up to 250°C [22]. For the interested reader, there is a comprehensive review investigating the ethanol oxidation reaction in DEFCs [23].



Fig. 4. Two approaches for fueling the e-car

5. The big picture: do we need a new energy architecture?

Coming back to the beginning of this article, a critical endeavor for researchers in the field of energy systems is to transform our energy landscape towards a sustainable and green future. Based on the existing energy storage technologies, we believe that we do not only need a restructuring and a decentralization of the electricity production, but a whole new architecture of the energy system in order to tap the full potential of a smart production, transportation and storage of electricity. As it will be evidenced later, the establishment of quasi-autonomous energy clusters can be a solution to reduce the need for grid extension considerably.

Given the rapid development of renewable energy we are currently facing, there are two design approaches one could pursue in the structuring of our energy system: The top-down approach (i) is to construct large-scale wind parks and photovoltaic (PV) sites, and to heavily invest into grid extension for the transport of electricity to the consumer and the increase of the storage capacity of the grid. This approach will most probably lead to the fulfillment or even over-fulfillment of the obligations for electricity production on the way to a completely renewable energy supply by 2050. However, in that scenario an effective energy management is restricted to a limited number of large-scale storage technologies, like pumped-storage power plants and compressed air storage sites.

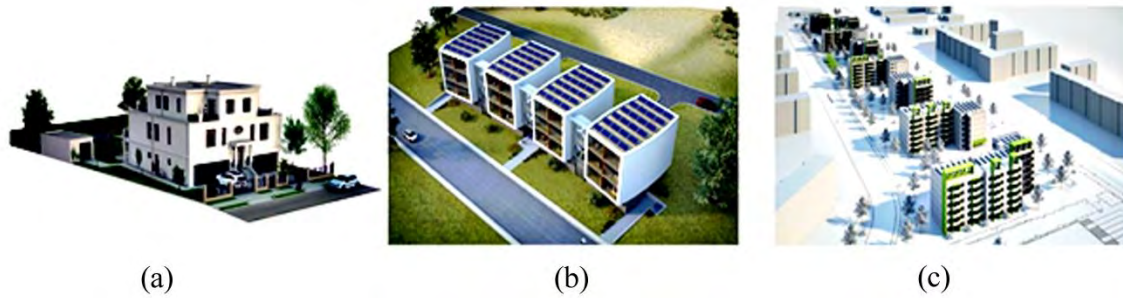


Fig. 5. Scalability of energy clusters by choice of technology from single homes (a), to blocks (b), to districts (c). Reprinted from [24].

By contrast, the bottom-up approach (ii) is favoring self-sustaining and largely autonomous energy clusters together with a need-based, local production of electricity. By this, one could minimize the need for energy storage and greatly reduce the supplementation from the grid. With the right choice of technology for energy conversion and storage, those energy clusters could range from single-family homes, to city blocks or even whole districts, production sites and small remote villages (see Fig. 5). All of this demands the development of an efficient management structure, hereafter referred to as “computational energy science”, under which those energy clusters can act as quasi-autonomous micro grids. A novel architecture of the energy system based on energy clusters, could focus on the combination of multiple small-scale technologies (like the above-described lithium and redox flow batteries) to design generation, storage and consumption in a smart way.

Fig. 6 depicts what an energy cluster within the smart grid could look like. In an exemplary calculation, we want to outline the capabilities of those energy clusters, in terms of need-based production and autonomy.

The energy cluster we consider in the following, is a $100 \times 100 \text{ m}^2$ five-story city block with a net floor space of 9000 m^2 (see Fig. 7). The 1st floor is assumed to accommodate shops and service industry with an average electricity consumption of $100 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ [26]. From the 2nd to the 5th floor two-person apartments will be established. Assuming a standard size of 80 m^2 per apartment, the contemplated four stories provide space for 450 apartments. Under consideration of an average electricity production of 2500 kWh/a for a two-person household the total electricity demand of the energy cluster amounts to 2025000 kWh/a [26].

On the generation side, a multitude of renewable energy converters comes into play. The roof area of 9000 m^2 can be equipped with panels of advanced monocrystalline solar cells that nowadays possess an efficiency of more than 20% [27]. Presuming an irradiance of $1000 \text{ kWh/m}^2\text{a}$, an air mass of 1.5, a flat roof with an orientation of the panels towards the south and taking into account 25% of losses (due to shadowing, snow coverage, reflection etc.) a PV generation of 1350000 kWh/a is feasible [28]. Furthermore, organic PV covering the inner yard of the building can produce 75000 kWh/a , implying the same parameters as before and an efficiency of 10% [27]. An additional installation of eight house wind turbines with a power of 10 kW per turbine and 2000 full load hours per year could contribute 160000 kWh/a . In total, the on-site generation of the energy cluster sums up to 1585000 kWh/a .

In consequence, only a difference of 440000 kWh/a cannot be produced by the cluster itself and has to be supplemented from the power grid. This is equal to 22% of the total consumption.

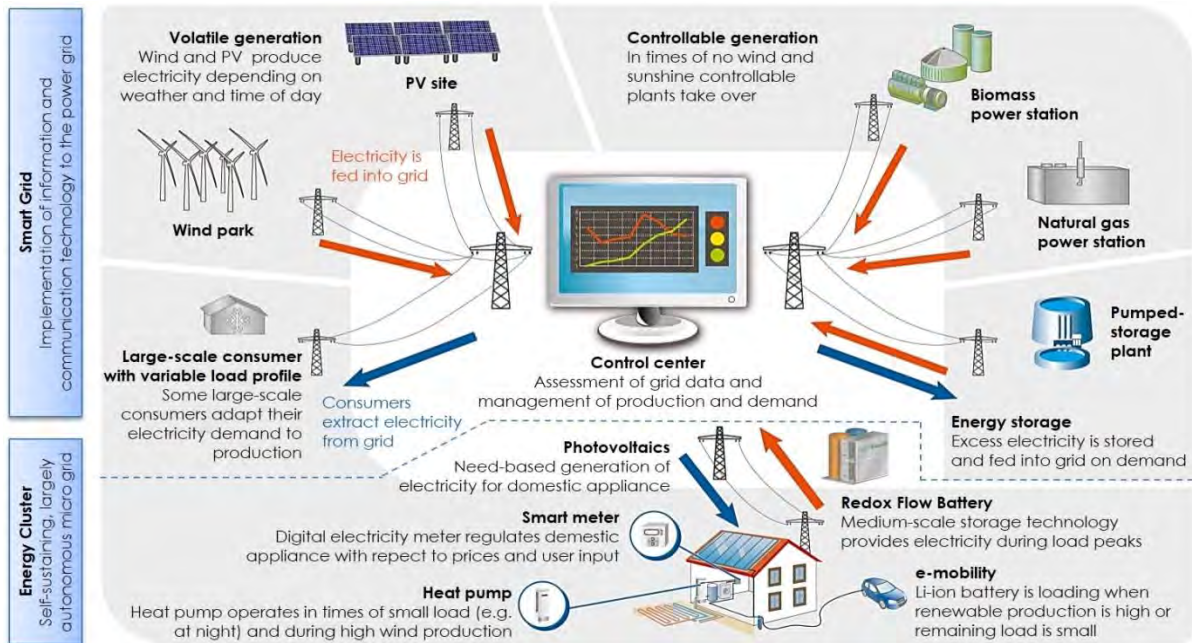


Fig. 6. Smart grid architecture featuring autonomous energy cluster. Rearranged from [25].

Besides energy demand and generation, the third pillar that the energy cluster is based on is energy storage. An ambitious goal would be to store 30% of the daily consumption, in order to account for the volatility of renewables. Upon the installation of four small-scale pumped-storage units with a volume of 10^6 L each, the height of 15 m from the top floor to the basement of the building results in a storage capacity of 220 kWh. An advanced redox flow battery featuring an energy density of 0.25 kWh/L would be a suitable energy storage device to store the remaining 1440 kWh. For this scale of application, the electrolyte storage tanks would need to contain 5760 L of electrolyte, which is a reasonable size for stationary devices.

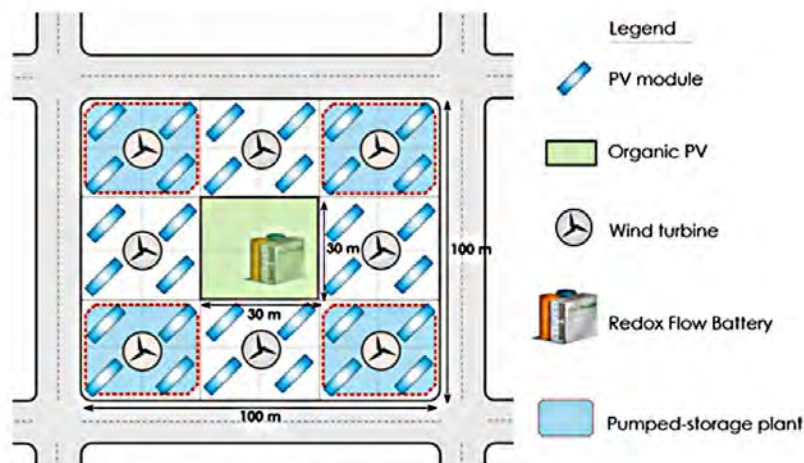


Fig. 7. Largely autonomous city block as example for energy cluster.

All in all, the results of this assessment render energy clusters a self-sustaining and largely autonomous element of a novel energy architecture.

6. Conclusions

The article reviewed recent developments in the improvement of state-of-the-art energy storage devices with special focus on lithium battery technology and redox flow batteries. It was shown that Li-S and Li-air batteries are potential candidates to replace today's Li-ion batteries, due to their beneficial energy and power density. New advances in active materials for RFBs render those devices prospects for stationary energy storage. All of the presented electrochemical energy storage technologies offer the potential to be a part of a novel energy architecture that relies on self-sustaining energy clusters. In an exemplary calculation it was shown that the need-based, on-site production of electricity combined with modern but existing energy storage devices can greatly reduce the supplement of electricity from the grid.

We strongly believe that the future of energy systems has to be established on the basis of "computational energy science", in which an efficient management structure sets the goals for hardware development.

References

- [1] <http://www.bmu.de/en/topics/climate-energy/transformation-of-the-energy-system>
- [2] J. Manara, *ZAE Bayern*, 2007
- [3] B. Dunn, H. Kamath and J. Tarascon, *Science*, 2011, **334**, 928
- [4] C. Linse, C. Huber and U. Stimming, *TUM CREATE*, 2013, unpublished
- [5] G.-A. Nazri, G. Pastoia, *Lithium Batteries: Science and Technology*, Springer, 2009
- [6] M. Wachtler and M. Wohlfahrt-Mehrens, *ZSW Ulm*, 2011
- [7] V. Etacheri, R. Marom, R. Elazari, G. Salitra and D. Aurbach, *Energy & Environmental Science*, 2011, **4(9)**, 3243
- [8] K. Zaghib, M. Dontigny, A. Guerfi, P. Charest, I. Rodrigues, A. Mauger and C. M. Julien, *J. Power Sources*, 2011, **196**, 3949
- [9] P. Albertus, J. Coats, V. Srinivasan and J. Newman, *J. Power Sources*, 2008, **183**, 771
- [10] D. Aurbach, B. Markovsky, S. F. Amalraj, H. Gottlieb, Y. Gofer and S. K. Martha, *J. Electrochem. Soc.*, 2010, **157**, A423
- [11] Y.-C. Lu, H. A. Gasteiger, M. C. Parent, V. Chiloyan, Y. Shao-Horn, *Electrochem. & Solid-State Lett.*, 2010, **13**, A69
- [12] P. G. Bruce, S. A. Freunberger, L. J. Hardwick and J.-M. Tarascon, *Nature materials*, 2012, **11**, 19–30
- [13] X. Ji and L. F. Nazar, *J. Mater. Chem.*, 2010, **20**, 9821–9826
- [14] X. Ji, K. T. Lee and L. F. Nazar, *Nature materials*, 2009, **8**, 500–506
- [15] X. Li, H. Zhang, Z. Mai, H. Zhang and I. Vankelecom, *Energy & Environmental Science*, 2011, **4(4)**, 1147
- [16] J. Friedl, H.-Y. Chen and U. Stimming, *TUM CREATE*, unpublished, 2013
- [17] M. Skyllas-Kazacos, M. H. Chakrabarti, S. A. Hajimolana, F. S. Mjalli and M. Saleem, *J. Electrochem. Soc.*, 2011, **158**, R55–79

- [18] F. T. Wagner, B. Lakshmanan and M. F. Mathias, *J. Phys. Chem. Lett.*, 2011, **1(14)**, 2204–2219
- [19] K.-D. Maubach, *Elektromobilität in Europa - Anmerkungen aus Sicht eines europäischen Energieversorgers*, e.on, 2010
- [20] <http://www.betterplace.com/>
- [21] I. Shimada, Y. Oshima and J. Otomo, *Journal of the Electrochemical Society*, 2011, **158**, B369
- [22] N. Kluy, B. B. L. Reeb, O. Paschos, F. Maglia, O. Schneider, U. Stimming, S. Angioni and P. P. Righetti, *ECS Transactions*, 2012, **50**, accepted
- [23] J. Friedl and U. Stimming, *Electrochimica Acta*, 2013, accepted
- [24] EA EnergieArchitektur GmbH, 2010
- [25] Agentur für Erneuerbare Energien, *Reviews Spezial: Smart Grids*, 2012, **58**
- [26] <http://www.strom.info/>
- [27] L.L. Kazmerski, *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, 2013
- [28] B. Laquai, *Abschätzung des möglichen Energieertrags einer Photovoltaikanlage*, hbw-solar, 2003

Dipl.-Phys. Michael Metzger, Prof. Dr. Ulrich Stimming* **,
 Technische Universität München, Dept. of Physics E19, James-Franck-Str. 1, D-85748
 Garching, Germany

* also TUM CREATE Centre for Electromobility, 1 CREATE Way, CREATE Tower, SG
 138602, Singapore and Carl von Linde Senior Fellow of the Institute for Advanced Study,
 D-85748 Garching, Germany,

** corresponding author, stimming@tum.de

Die Zukunft der Stromspeicherung

Hermann Pütter, Gesellschaft Deutscher Chemiker

Die deutsche Energiewende wird sich in den nächsten 25 Jahren besonders stark auf die Stromversorgung auswirken. Von einer Grundversorgung durch Kraftwerke, die auf fossile und nukleare Energieträger zugreifen, werden wir übergehen auf eine fluktuierende Versorgung, basierend auf Anlagen, die Wind und Sonne nutzen. Über diese Strategie herrscht – bei allem Streit in den Details - über alle politischen und gesellschaftlichen Richtungen hinweg breiter Konsens.

Die Entwicklung der deutschen Stromversorgung

Abb. 1 zeigt ein realistisches Szenario¹. Die mittlere Leistung von etwa 60 GW, die heute unseren Strombedarf deckt, kann schon 2025 nicht mehr konventionell erbracht werden. Biomasse und Wasserkraft als ebenfalls weitgehend regelmäßig verfügbare Energiequellen werden für die Deckung der Grundlast herangezogen werden müssen. Gleichzeitig zwingt die unstete Verfügbarkeit von Windkraft und PV-Strom zum Aufbau deutlich höherer Kapazitäten. Lag deren Größe 2010 noch bei rund 35 GW, muss sie sich bis 2040 auf etwa 140 GW vervierfachen. Wenn die Verbraucher dann nicht erheblich flexibler sind als heute, bedeutet dies, dass unter entsprechenden Wetterbedingungen Wind- und PV-Strom allein mehr Strom ins Netz drücken könnten, als abgenommen werden kann.

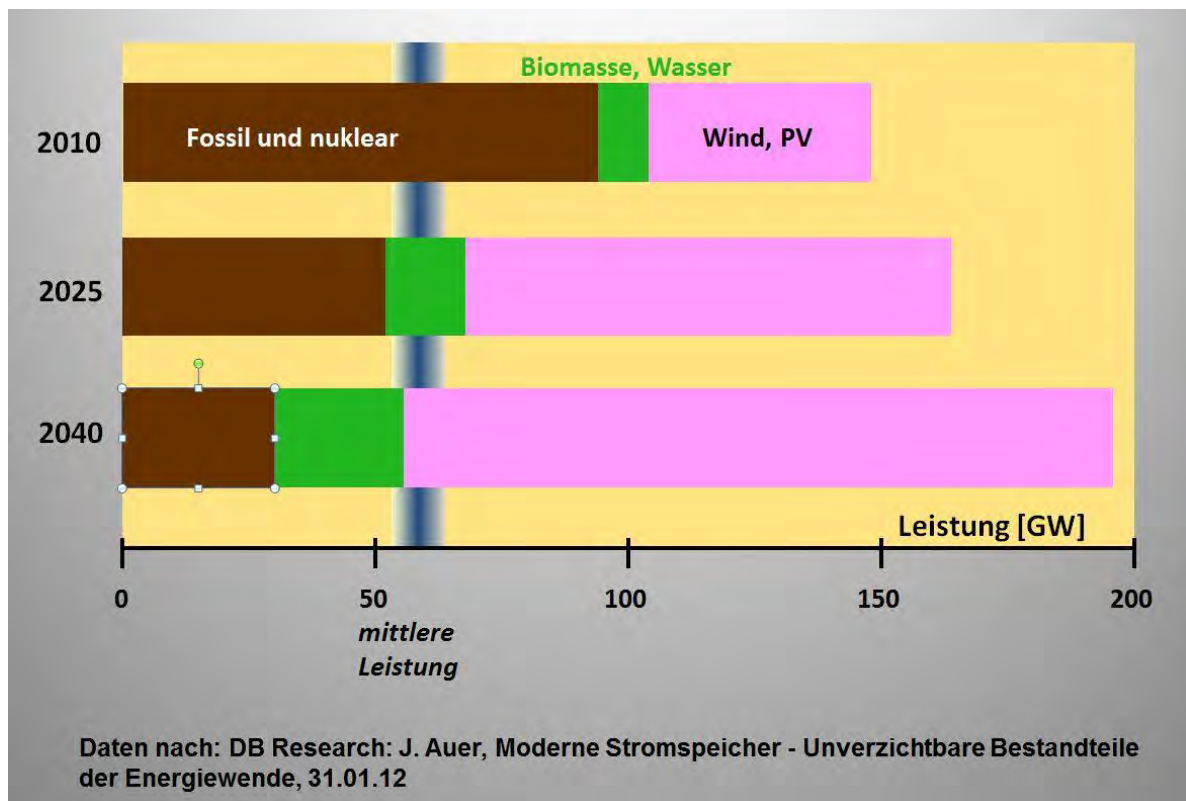


Abb. 1 Stromversorgung 2010 – 2040, Kapazitäten

Die deutsche Energieagentur, dena, geht in ihrer Studie² zur Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt von 2012, davon aus, dass ab 2030 diese Situation zu kritischen Zuständen führen wird. Abb. 2 zeigt dies am Beispiel der Residuallast. Unter Residuallast versteht die dena die Differenz von Nachfrage und dem Angebot aus erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen. Die geordnete Dauerlinie der Residuallast zeigt zwei kritische Bereiche. Bei hoher Residuallast, also bei Verbrauchsspitzen, stößt die Versorgung mit Strom an ihr Limit, bei negativer Residuallast hat das Netz Probleme, das Angebot unterzubringen. Negative Residuallast tritt vorwiegend an Wochenenden auf.

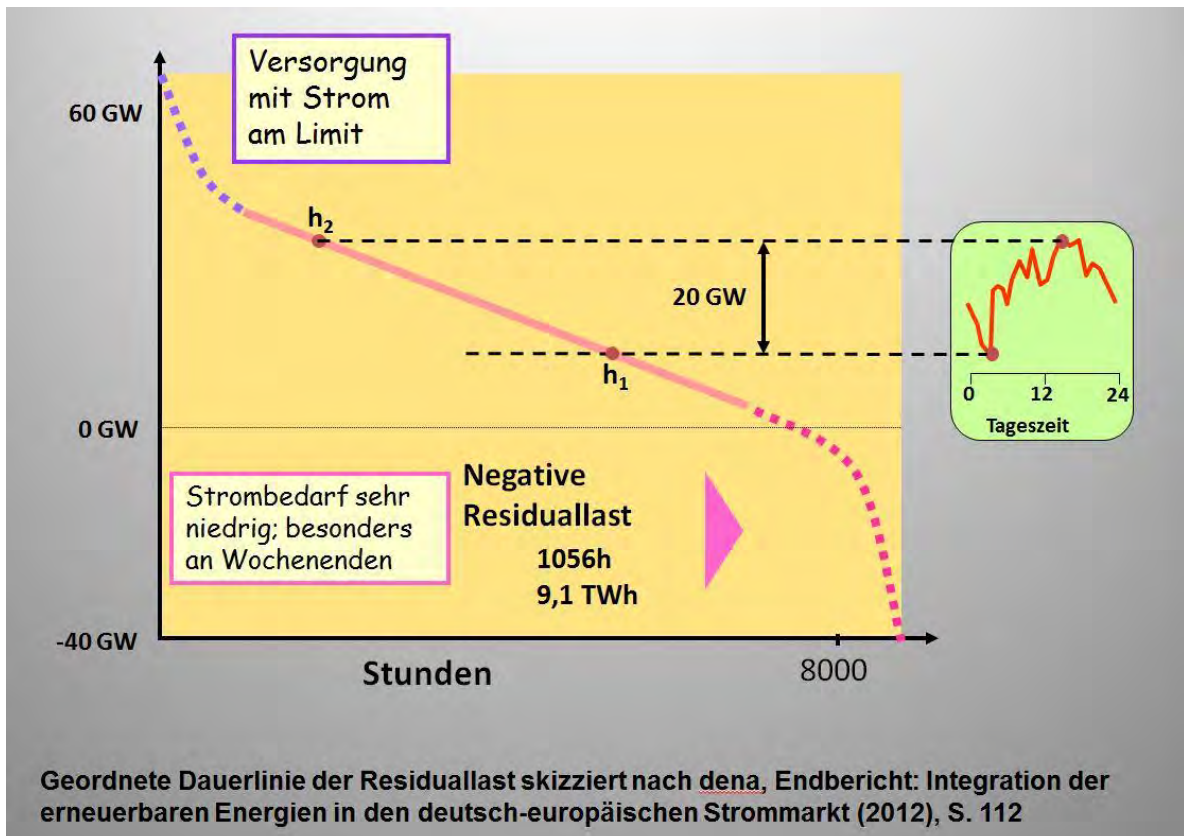


Abb. 2 Geordnete Dauerlinie der Residuallast – schematischer Verlauf 2030

Flexibilität: Grundvoraussetzung für den Umbau des Stromsystems

Was die geordnete Dauerlinie nicht zeigt, ist das eigentliche Problem: Häufig treten große Nachfrage- und Angebotsschwankungen innerhalb kurzer Zeitabstände – von Minuten und Stunden auf. Um darauf zu reagieren, müssen die Abnehmer auf Flexibilität getrimmt werden. Dies soll innerhalb eines Smart Grids erfolgen, eines „intelligenten Stromnetzes“, das über die entsprechenden Preissignale Haushalten, Handel, Gewerbe und Industrie sowie dem zukünftigen Bereich Elektromobilität das Auf- und Abfahren ihres jeweiligen Strombedarfs ermöglichen soll. Der Umfang dieser Reaktionsmöglichkeiten ist zwar nicht unerheblich aber technisch und ökonomisch begrenzt. So können moderne Chloralkalielektrolysen zwar schnell ihren Strombedarf variieren, da sie ihre Produkte aber in einen Betriebsverbund einspeisen, bedarf es auch bei den Abnehmern an entsprechender Flexibilität. Dies erfordert entweder Lagermöglichkeiten oder höhere Kapazitäten der Anlagen. Auch die Flotte der Hybrid- und Elektrofahrzeuge ist weder jederzeit noch beliebig schnell und häufig nutzbar, da deren Stromspeicher zunächst der Mobilität dienen

und ihre Überbeanspruchung ihrer Lebensdauer schaden wird. Eine weitere Option der Flexibilisierung wird in einem europäischen Verbund gesehen.

Stromspeicher

Bei aller Flexibilität der Abnehmer wird es nötig sein, große Stromspeicherkapazitäten aufzubauen. Dies kann direkt und indirekt erfolgen. Als indirekte Speicher oder Puffer bieten sich z.B. Wärme- oder Kältespeicher an, die während Zeiten von Stromspitzen „gefüllt“ werden und die das Netz bei niedrigem Stromangebot nicht beanspruchen, indem sie „geleert“ werden. Solche indirekten Speicher sind zwar Stromverbraucher aber selbst keine Stromerzeuger. Direkte Speicher tun beides, Strom abnehmen und Strom erzeugen. Neben der reifen Technologie der Pumpspeicherkraftwerke bieten sich hier neue – vorwiegend elektrochemische - Möglichkeiten an. Diese beruhen auf Verfahren, die technisch und ökonomisch noch intensiv optimiert werden müssen, um die Kosten der Stromspeicherleistung in akzeptablen Grenzen zu halten.

Über die Gestaltung der Randbedingungen und der Märkte sowie über Art und das Ausmaß der F&E-Aufwendungen herrscht noch große Unsicherheit. Nicht nur technische Entwicklungen sondern auch politische Weichenstellungen werden entscheidend sein. Beispielsweise stößt der Ausbau nationaler Pumpspeicher in Deutschland oder die Mitnutzung der deutlich größeren Pumpspeicherkapazitäten in einigen Nachbarländern auf eine Vielfalt von Vorbehalten. Regionale, nationale, ökologische, wirtschaftliche und rechtliche Ansprüche, Argumente und Interessen sind zu berücksichtigen und erschweren die Entscheidungsfindung.

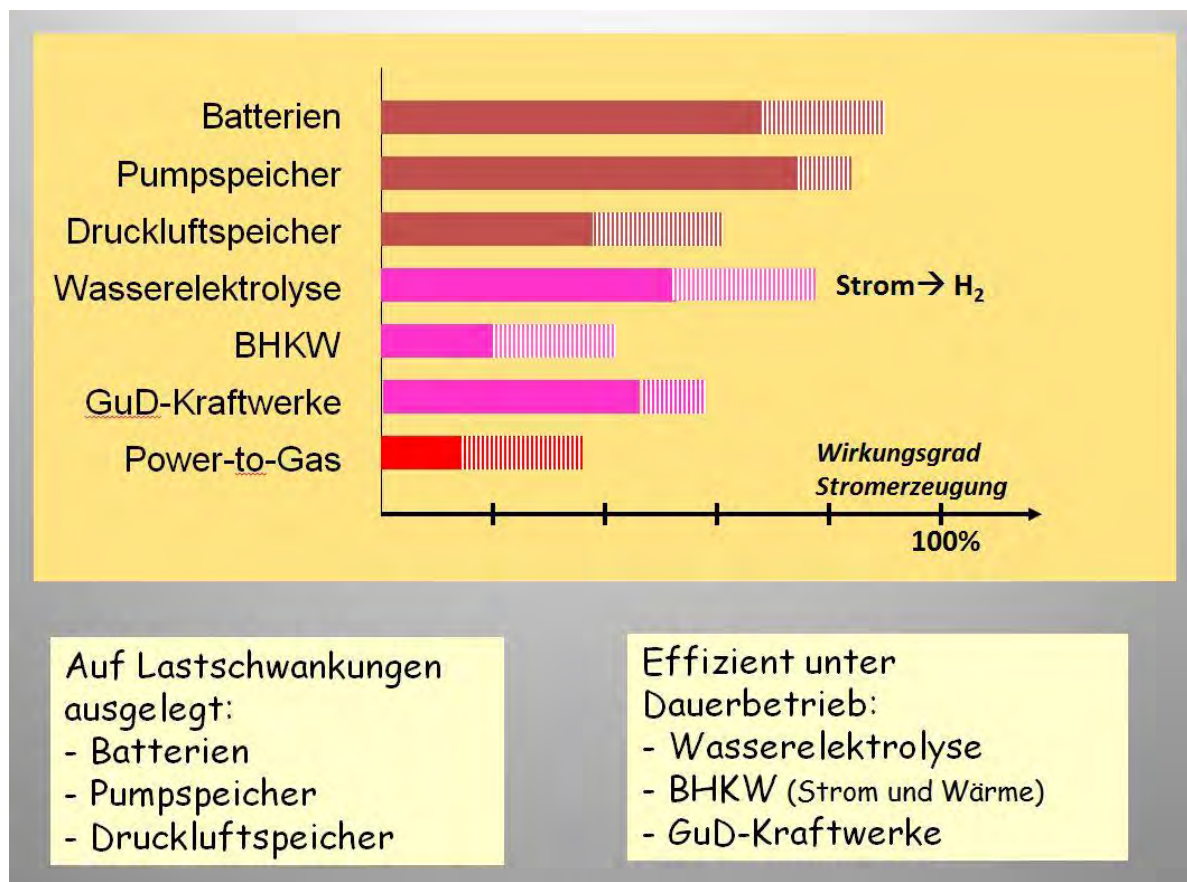


Abb.3 Effizienzvergleich einiger Systeme Strom oder Wasserstoff (als Energieträger)

Überraschenderweise stellt auch die Scientific Community einen Unsicherheitsfaktor dar. Und zwar gerade auf ihrem ureigenen Kompetenzfeld, der technischen und ökonomischen Sachlichkeit. Dies soll am Beispiel Power-to-Gas anhand der beiden Grundkriterien für die Entwicklung zuverlässiger Speicher³, Wirkungsgrad und Kosten, dargestellt werden.

Abb. 3 zeigt die Wirkungsgrade verschiedener Speichertechnologien, wie sie in der Literatur⁴ angegeben werden. Batterien (im allgemeinen Sprachgebrauch auch Akkus genannt) haben neben Pumpspeicherkraftwerken den höchsten Zyklenwirkungsgrad. Von dem aus dem Netz an die Speicher beim Laden abgegebene Strommenge fließen 70 bis 80% beim Entladen wieder ins Netz zurück. Heutige Druckluftspeicher schaffen 40%, neue Systeme wie AA-CAES (Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage), sollen 60% - vielleicht sogar 70% erreichen⁵.

Power-to-Gas

Eine in Deutschland intensiv geförderte Entwicklung, Power-to-Gas⁶, setzt auf Wasserstoff als Zwischenstufe: Überschussstrom wird in Wasserelektrolysen zur Herstellung von Wasserstoff verwendet. Dieser wird komprimiert und entweder gespeichert oder ins Erdgasnetz abgegeben. In nachgeschalteten Stromerzeugern, Brennstoffzellen oder thermischen Kraftwerken, wird er wieder in Strom „umgewandelt“. Eine große Wasserelektrolyse kann, kontinuierlich betrieben, einen Wirkungsgrad von 65% erreichen – vielleicht sogar übersteigen. Kleine, dezentrale, diskontinuierliche Elektrolyseanlagen, die entsprechend der Stromspitzen gefahren werden, liegen in ihren Wirkungsgraden eher bei 50% oder sogar darunter.

Die Erzeugung von Strom in BHKW, und GuD-Kraftwerken hängt stark von den Randbedingungen ab, unter anderem spielt der korrespondierende Wärmebedarf eine wichtige Rolle. Der elektrische Wirkungsgrad liegt zwischen 30% und 50 % unter den ständig schwankenden Anforderungen der jeweiligen Residuallast.

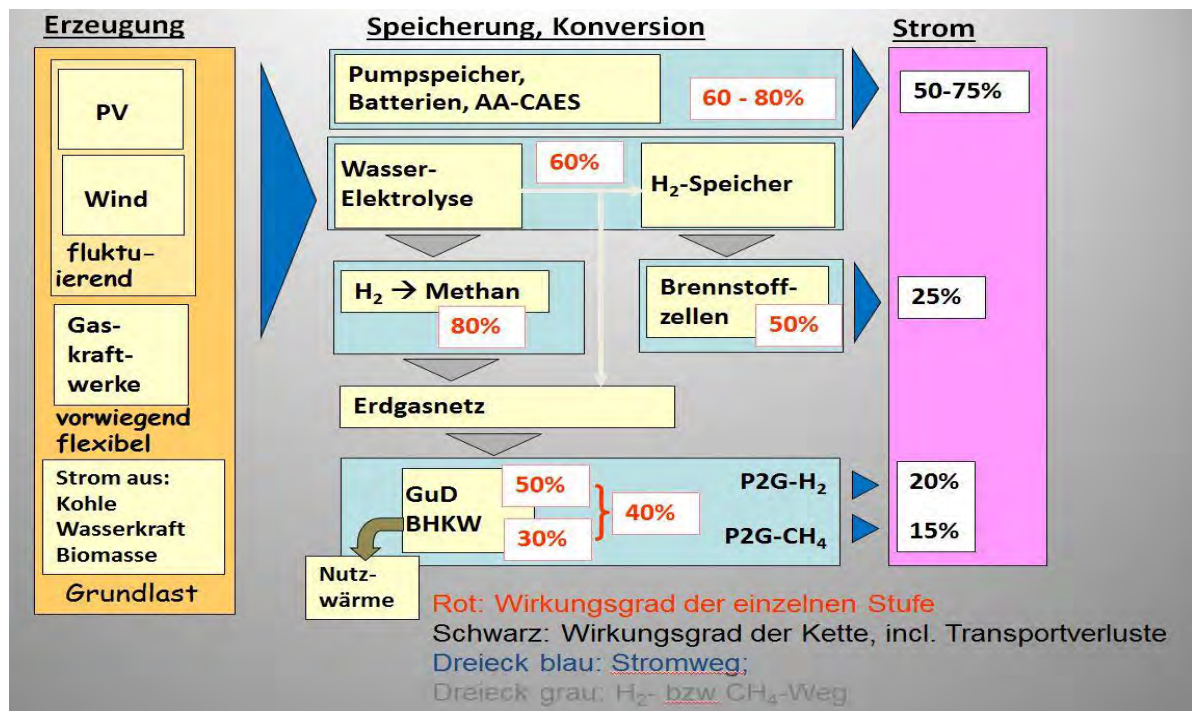


Abb. 4 Strom gespeichert: Die Wirkungskette

Aus diesen Zahlen lässt sich die Wirkungsgradkette ableiten. Neben den Speicherverlusten ergeben sich noch Transportverluste in den Strom-, Wasserstoff- und Erdgasnetzen. Diese Verluste sind zwar mit weniger als 10% gering, aber sie sind bei der Frage, wie viel des ursprünglich erzeugten Stroms beim Verbraucher letztlich ankommt, nicht ganz ohne Bedeutung. Abb. 4 zeigt einige Varianten der Stromspeicherung mit Wirkungsgraden, die sich aus Abb. 3 ergeben.

Während bei den direkten Stromspeichern zwischen 50 und 75% des erzeugten Stroms bei den Abnehmern ankommt, geht über den Wasserstoffweg 75% und mehr verloren. Allein die nackten Stromkosten vervier- oder versechsfachen sich so. Breit diskutiert wird außerdem die Umsetzung von Wasserstoff mit CO₂ zu Methan. Dies vermeidet einige technische Probleme, die die direkte Einspeisung von Wasserstoff mit sich bringen könnte, schwächt aber die ohnehin schon verlustreiche Wirkungsgradkette der Wasserstofflinie weiter ab.

Wie steht es mit den Speicherkosten?

Über die Betriebskosten der Stromspeicherung herrscht große Unsicherheit. Die Angaben über die einzelnen Technologien sind z.T. stark lobbyistisch gefärbt. Die Kosten für Pumpspeicherkraftwerke bilden die Benchmark mit < 0,1€/kWh. Für diese Anlagen sind die Betriebsbedingungen seit Jahrzehnten bekannt. Batterietechnologien liegen wegen ihrer deutlich höheren Investitionskosten heute in den Bereichen um etwa 0,2 €/kWh mit einer großen Schwankungsbreite⁷ (Abb. 5). Entscheidend für die Kosten ist außerdem die Häufigkeit des Speichereinsatzes. Je häufiger der Einsatz desto niedriger die Belastung durch die Fixkosten. Hier liegt ein Vorteil der Power-to-Gas-Technologie. Der Kostenanteil für die Stromerzeugung aus dem gespeicherten Wasserstoff ist gering, da hier die ohnehin ständig genutzte Infrastruktur des Erdgasnetzes und der Gaskraftwerke mitgenutzt wird. In erster Näherung sind deshalb nur die Betriebskosten der Elektrolyse entscheidend. Diese werden von den Vertretern von Power-to-Gas im Bereich 0,1€ kWh oder gar darunter gesehen⁸.

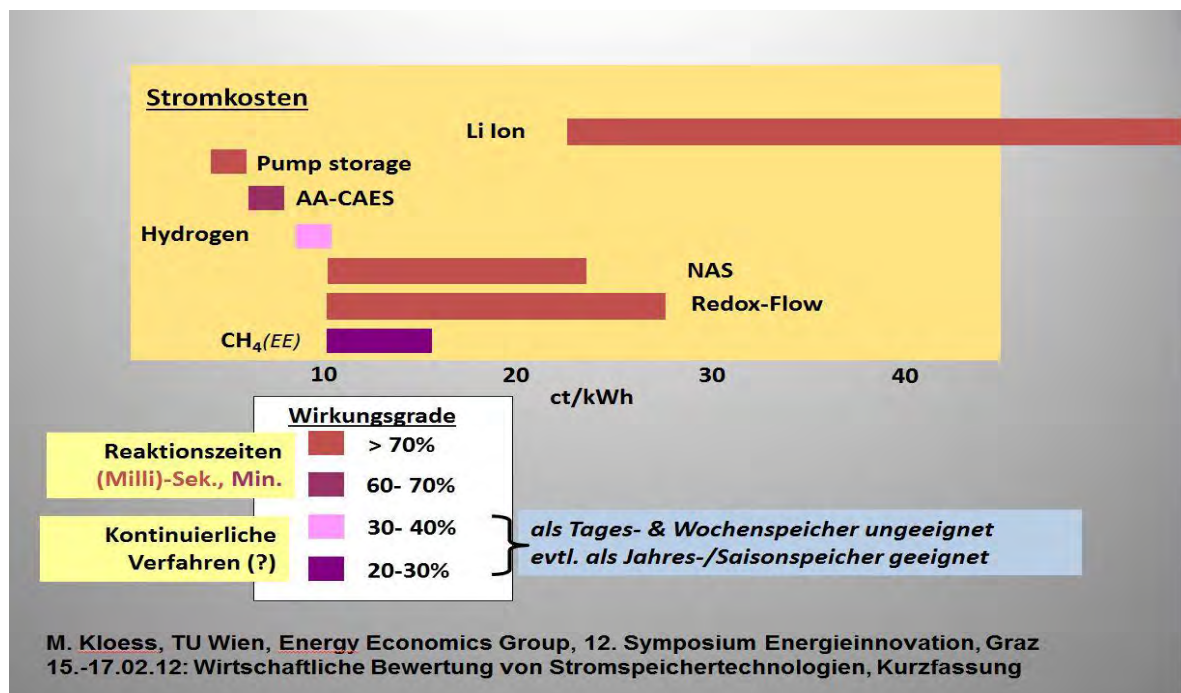


Abb. 5 Stromspeicherkosten verschiedener Technologien

Kosten für Elektrolysewasserstoff

Etliche Untersuchungen der NREL befassen sich mit den Kosten für Wasserstoff aus Elektrolysen⁹. Die Kosten variieren stark mit der Kapazität der Anlagen. Ein große zentrale, kontinuierlich betriebene Anlage würde unter günstigen Randbedingungen Wasserstoff für 2,26 € bzw. 2,96 € pro kg erzeugen können (Abb. 6)¹⁰. Das entspricht 0,07 bis 0,09 €/kWh in Form von Wasserstoff. Dies scheint den Optimismus für P2G zu bestätigen. Tatsächlich werden aber einige Dinge übersehen. Als Speicheroptionen werden kleine dezentrale Anlagen propagiert, die auch nicht immer unter optimalen Bedingungen betrieben werden, da steigen die Kosten schnell auf deutlich über 0,1 €/kWh. Auch der mäßige Wirkungsgrad der Rückverstromung bleibt unberücksichtigt, der die wahren Kosten noch einmal nach oben treibt.

Elektrolysevariante A¹⁾			
<i>fluktuierend mit EE-Angebot (??)</i>			
Produktion H₂ [kg/day]	1000	100	20
Kosten [€/kg H₂]	3,32	6,47	15,21
Elektrolysevariante B²⁾			
<i>kontinuierlich</i>			
Produktion H₂ [kg/day]	50.000		
Kosten [€/kgH₂]	2,26	6,26	<i>low wind cost</i>
	2,98	10,09	<i>current wind cost</i>
	<i>wind class 6</i>	<i>wind class 1</i>	
1) NREL/TP_581_40605 (Sept. 2006): Electrolysis: Information and Opportunities for Electric Power Utilities ; NREL/MP-560-36734 Technology Brief. Analysis of current-Day Commercial Electrolysers 2) NREL/TP 5600-50408 (May 2011); Wind Electrolysis: Hydrogen Cost Optimization , S.2, Abb. 1			
€/€ (2006) ~ 1,25			
H₂ from natural gas			
Kosten: 0,75-1,05 €/kg			
IEA Prospects for Hydrogen and Biomass (2006) , IAE-HIA-Task 16 Subtask B			

Abb. 6 Wasserstoffkosten

Eine weitere Schwachstelle der Wasserelektrolyse liegt im Wirkungsgrad bei fluktuierender Fahrweise. Die Wirkungsgrade für Pumpspeicher und Batterien berücksichtigen diese Fluktuation weitgehend; schließlich basieren diese Technologien auf ständigen Lade- und Entladezyklen. Bei Wasserelektrolysen gibt es hier etliche Probleme. Wasserelektrolysen werden auf eine weitgehend stabile, kontinuierliche Fahrweise optimiert.

Der Wirkungsgrad einer Anlage lässt sich in erster Näherung aus der Stromspannungskurve der Zellen (Abb. 7)¹¹ abschätzen. Senkt man die Stromdichte ab, erhöht sich der Wirkungsgrad, erhöht man sie, sinkt er. Mit den Investitionskosten verhält es sich umgekehrt. Da die Elektrolysezellen der teuerste Posten der Gesamtanlage sind, führt der Kompromiss zwischen Wirkungsgrad und Investition zu einer optimalen Stromdichte für die niedrigsten Wasserstoffkosten. Abweichungen von diesem Betriebspunkt erhöhen die Kosten. Bei der Wirkungsgradbetrachtung wird gerne übersehen, dass neben der Zelle

weitere Energieverbraucher an der Erzeugung, Reinigung, Verdichtung und Speicherung von Wasserstoff beteiligt sind. Außerdem sind neben dem Zellaal periphere Anlagenteile aktiv, beispielsweise die Gleichstromversorgung, die Elektrolytbereitstellung oder die Abgasreinigung. Alle diese Einrichtungen sind mit ihrem Stromverbrauch in die Wirkungsgradberechnung einzubeziehen. Für große kontinuierliche Anlagen ist deren Anteil an den Kosten und dem Energieverbrauch am geringsten. Für kleine, dezentrale Anlagen steigen diese Anteile erheblich an, wie Abb. 6 zeigt.

Statt einiger Cent bewegen sich die Kosten für P2G-Strom deshalb in den Bereich von knapp einem Euro pro kWh. Für die flexible Unterstützung unseres zukünftigen Stromsystems ist P2G deshalb besonders ungeeignet.

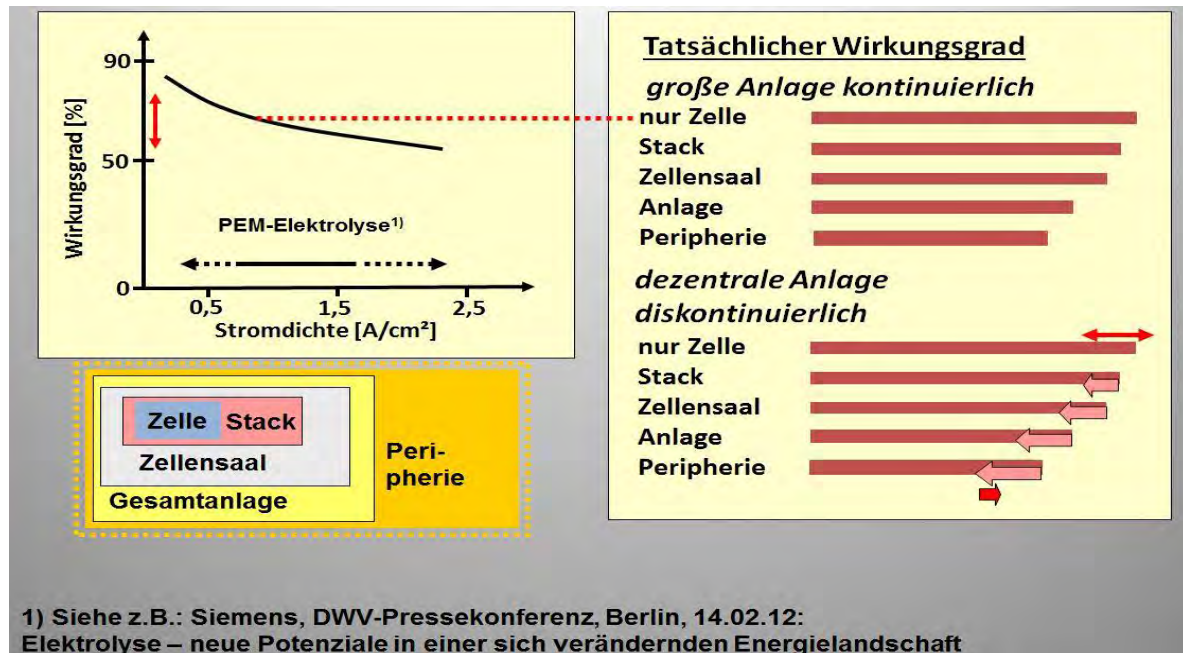


Abb. 7 Vom Wirkungsgrad der Teilzelle zum Gesamtwirkungsgrad

Wasserstoff für Flautezeiten?

Ein Argument der P2G-Lobby besagt, dass in Zeiten einer längeren Flaute, in der weder Windkraft noch PV-Strom zur Verfügung steht, ein speicherbarer chemischer Energieträger eingesetzt werden müsse. Ideal dafür sei Wasserstoff aus Überschussstrom. Der große Vorteil sei, dass mit unserem Erdgasnetz, seinen Speichern und Gaskraftwerken die Infrastruktur schon vorhanden sei. Das Erdgasnetz verfügt in der Tat über eine große Speicherkapazität¹², heute sind es 217 TWh. Beim deutschen Bruttostromverbrauch von etwa 50 TWh pro Monat würde die Hälfte dieser Kapazität ausreichen, um eine Flaute dieser Größenordnung zu überbrücken, einen Wirkungsgrad der Gaskraftwerke von gut 45% vorausgesetzt¹³. Die deutschen Erdgasspeicher sollen um weitere 150 TWh ausgebaut werden, und die Deckung des Wärmebedarfs durch Erdgas soll zügig zurückgefahren werden. Erdgas stünde also für eine Flaute von etlichen Wochen in ausreichender Menge zur Verfügung.

Dabei würde Wasserstoff unsere Speicherkapazität senken und nicht erhöhen, denn Erdgas hat die vierfache Energiedichte wie Wasserstoff unter den gleichen Druckbedingungen. Das ist einer der Gründe, warum Wasserstoff in einem zweiten Verfahrensschritt zu Methan umgesetzt werden soll, ein Prozessschritt, der weitere Kosten und weitere Verluste bringt.

Offen ist auch die Reaktion der Verbraucher, wenn die Stromkosten des aktuellen Mixes in Flautezeiten durch P2G bestimmt würden. Wie weit können und werden sie ihren Stromverbrauch dann drosseln? Selbst wenn in solchen Flautezeiten keine Senkung des Verbrauchs stattfindet, weil (fossiles) Erdgas zur Stromerzeugung herangezogen wird, bedeutete dies keinen Abschied von unserer Klimastrategie. Die CO₂-Emissionen lägen weit unter den Grenzwerten, die in den Klimazielen für 2040 und sogar 2050 angestrebt werden. Und eine Kompensation dieser Emissionen in einem Gesamtsystem wären auf andere Weisen deutlich eleganter zu erreichen – beispielsweise durch den kontinuierlichen Betrieb von (großen) Wasserelektrolysen für den Einsatz von Wasserstoff zu (zukünftigen) stofflichen Zwecken.

Entscheidungskriterien

Den Konkurrenzkampf der Systeme entscheiden drei Hauptkriterien: Investitionskosten, Energiekosten und Wirkungsgrad. Abb. 8 verdeutlicht die Schwierigkeit einer Entscheidung. Ideal wäre die Errichtung von Pumpspeicherkraftwerken, da diese nach allen drei Kriterien sehr gut abschneiden. Batterien haben zwar ähnlich günstige Energiekosten und einen vergleichbaren Wirkungsgrad, leiden aber heute noch unter ihren hohen Investitionskosten. Strom aus Erdgas ist kostengünstig wegen den im Vergleich zum Strom niedrigen Erdgaskosten. Der Energiebedarf zu seiner Erzeugung steigt zwar durch den niedrigeren Wirkungsgrad, trotzdem liegen Gaskraftwerke auch wegen ihrer geringen Investitionskosten gut im Rennen. Druckluftspeicher könnten eine Option sein, wenn die Investitionskosten der Advanced-Variante tatsächlich niedrig sind. Power-to-Gas hat sicher keine Chance.

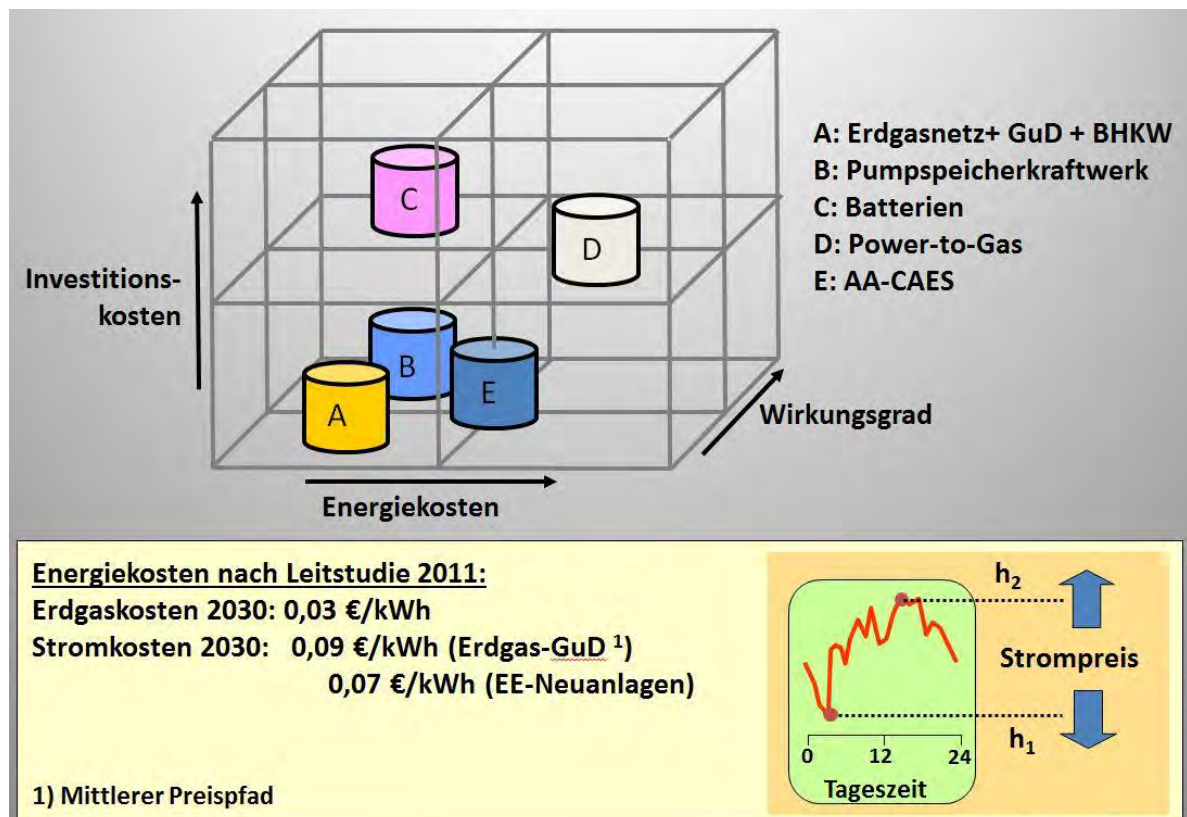


Abb. 8 Die wesentlichen Kostenverursacher von Stromspeicheralternativen

Die drei stromabhängigen Speicher haben ein Potenzial, das Gaskraftwerke nicht haben: Sie können in Spitzenstromzeiten möglicherweise Strom zu günstigen Konditionen aufnehmen, da sie als erwünschte Lasten helfen, das Stromnetz zu stabilisieren. Dies hängt stark von der zukünftigen (wirtschafts)-politischen Gestaltung des Strommarktes und der Leistungsfähigkeit der noch zu entwickelnden Smart Grids ab.

F&E-Strategie – eine Skizze

Wenn die Erwartungen der Experten richtig liegen, haben wir noch 15 bis 20 Jahre Zeit, bis wir in großem Umfang auf Stromspeicher zurückgreifen müssen. Um die Investitionen zeitig auf den Weg zu bringen, hätten wir also nur noch 10 bis 15 Jahre, um die genannten Alternativen zur Reife zu entwickeln und auf Zuverlässigkeit zu trimmen. Das bedeutet, dass wir die knappen Mittel, die für F&E bereitstehen, klug und wohlorganisiert nutzen müssen. Die derzeitige Förderung etlicher großer F&E-Projekte – Beispiel Power-to-Gas¹⁴ - ist ein Beleg dafür, dass wir von einem solchen Vorgehen noch weit entfernt sind.

Es ist nicht Absicht des Beitrages, eine Roadmap vorzulegen. Vielleicht zeigt aber ein Entscheidungsraster zu den beiden wichtigen Fragen, die die Zukunft der Stromspeicherung bestimmen, mögliche Forschungsschwerpunkte auf. Die Stromspeicherung muss helfen, die **Flexibilität** des Stromnetzes zu sichern, dafür können nur Technologien herangezogen werden, die für die kommenden zwei Jahrzehnte ein **realistisches Entwicklungspotenzial** erwarten lassen.

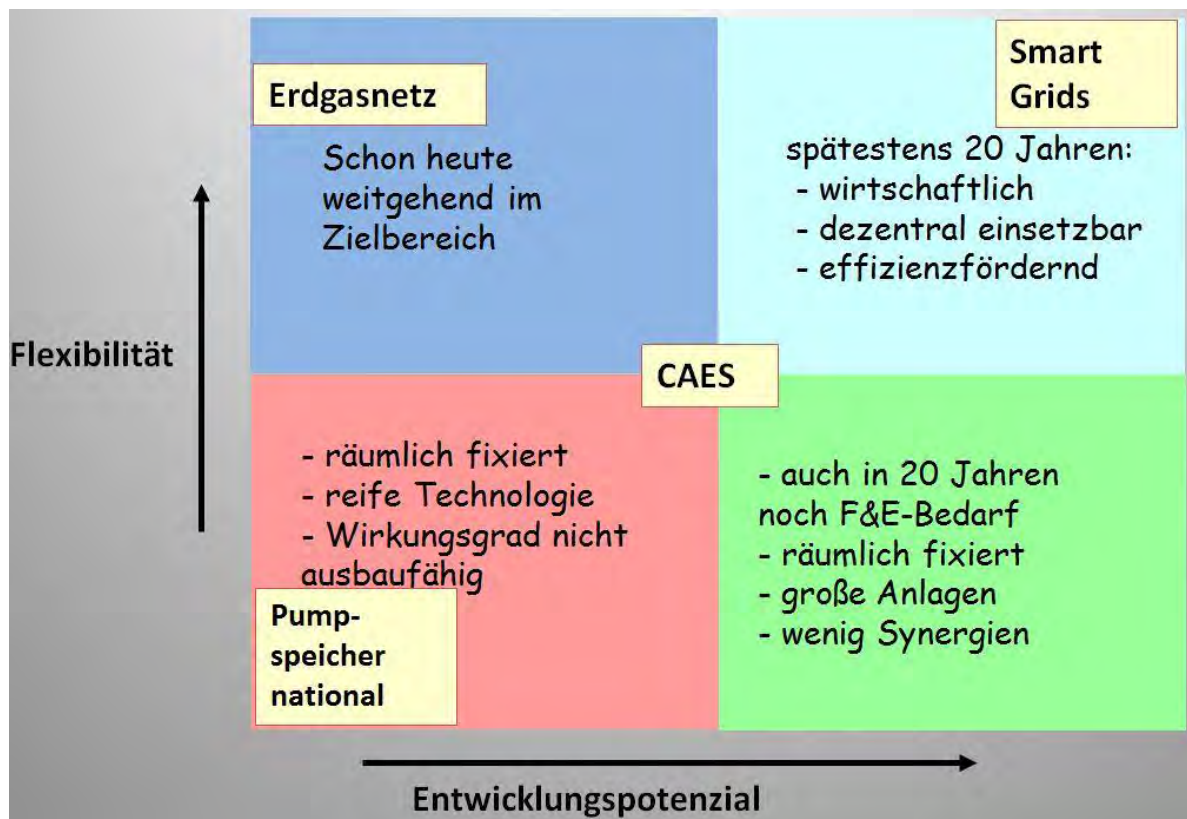


Abb. 9 F&E-Strategie: Umgang mit EE-Strom

Die vier Quadranten in Abb. 9 machen dies deutlich. Niedriges Entwicklungspotenzial und geringe Flexibilität haben weitere *nationale Pumpspeicher*, sie sind technisch ausgereift, ihr hoher Wirkungsgrad ist kaum noch ausbaufähig und vermutlich wird es kaum noch räumliche Optionen für neue Anlagen geben. Eine weitgehend optimierte Technologie wie das *Erdgasnetz* mit seinen Speichern und Kraftwerken kann die Flexibilität effizient sichern, nötige Investitionen bedürfen aber keiner größeren F&E-Anstrengung. Die großen Hoffnungsträger, wie das *Smart Grid*¹⁵, müssen die Erwartungen in ihr Potenzial noch zeigen, hierfür sind intensive Forschungsarbeiten nötig – und sinnvoll. Demgegenüber macht es keinen Sinn, sich mit Entwicklungen zu befassen, die kaum Synergien mit dem Stromnetz erwarten lassen. Möglicherweise sind *Druckluftspeicher*, *CAES*, nur dann wirtschaftlich, wenn hierfür große Kavernen genutzt werden können, was ihre Anwendungsbreite einschränken könnte. Diese Technologie kann sich aber nach Ansicht des Autors in alle vier Richtungen entwickeln. Dies Beispiel zeigt, wie wichtig es für alle Optionen ist, aus der Wissenschaft – bei allem Optimismus - möglichst ehrliche und selbstkritische Aussagen zu bekommen¹⁶.

In Abb. 10 ist eine mögliche Bewertung einiger miteinander konkurrierenden – oder sich ergänzenden - Techniken skizziert.

- *Strom → Wasserstoff*: Diese Technologie nützt, wie im Vorhergehenden gezeigt, dem Stromnetz kaum. Wasserelektrolysen können in einer dekarbonisierten Zukunft, wie sie dem WBGU vorschwebt¹⁷, für die Chemie als stofflicher Baustein, von Bedeutung sein. Man wird diese (großen) Anlagen aber kontinuierlich fahren und allenfalls in Flautezeiten drosseln oder in Zeiten geringen Bedarfs (z.B. an verlängerten Wochenenden) etwas hochfahren.
- *H₂ → Strom. GuD; KWK*: Ob Wasserstoff zur Stromerzeugung herangezogen wird, hängt von seiner Verfügbarkeit ab (mögliche Quelle: Verfahren, bei denen verunreinigter Wasserstoff anfällt, oder Verfahren, bei denen als Koppelprodukt Wasserstoff anfällt, der im jeweiligen Verbund keine Verwendung findet).
- *H₂ → Strom FC(mobil)*: Brennstoffzellenfahrzeuge benötigen Wasserstofftankstellen. Hier könnten dezentrale Wasserelektrolysen verwendet werden, da der Wasserstoff hier wohl mehr kosten darf. Glaubt man den Ankündigungen der Autohersteller zur bevorstehenden Markteinführung von FC-Fahrzeugen, so muss die Technik der verwendeten Zellen weitgehend ausgereift sein; es ist also für diese Brennstoffzellen kein großer Entwicklungssprung mehr zu erwarten.
- *Thermische Speicher < 200°C* könnten als indirekte Stromspeicher das Netz entlasten und den erwarteten Stromverbrauch von Wärmepumpen flexibler gestalten. Ähnliches gilt für Kältespeicher und Klimaanlage.
- *Thermische Speicher > 200°C*: Für die thermosolare Stromerzeugung sind Speicher mit möglichst hoher Arbeitstemperatur von Interesse. Der Erfolg von AA-CAES hängt entscheidend von Erfolgen bei der Entwicklung stabiler und kostengünstiger Wärmespeicher ab.
- *Batterien mobil*: Große Entwicklungsanstrengungen werden in Batterien für die Elektromobilität gesteckt. Möglicherweise wird ein großer Fahrzeugpark von Elektroautos für Smart Grid sehr flexibel zur Verfügung stehen, insbesondere um Stromspitzen abzugreifen.
- *Batterien stationär*: Diese Systeme wären unbestritten der Königsweg für die flexible Unterstützung der Netze. F&E-Schwerpunkte sind die Erhöhung der Zyklenstabilität und die Senkung der Investitionskosten.

- *Smart-Grids*: Die Entwicklung von Smart Grids ist Grundvoraussetzung für die zukünftig erforderliche Flexibilität des Stromnetzes. Nur der rasche Informationsaustausch zwischen Abnehmern und Erzeugern von Strom und die Fähigkeit, diesen Austausch auch zu nutzen wird eine kostengünstige und stabile Stromversorgung sicherstellen. Die Ausgestaltung dieser intelligenten Stromnetze ist derzeit Thema zahlloser Entwicklungsarbeiten.

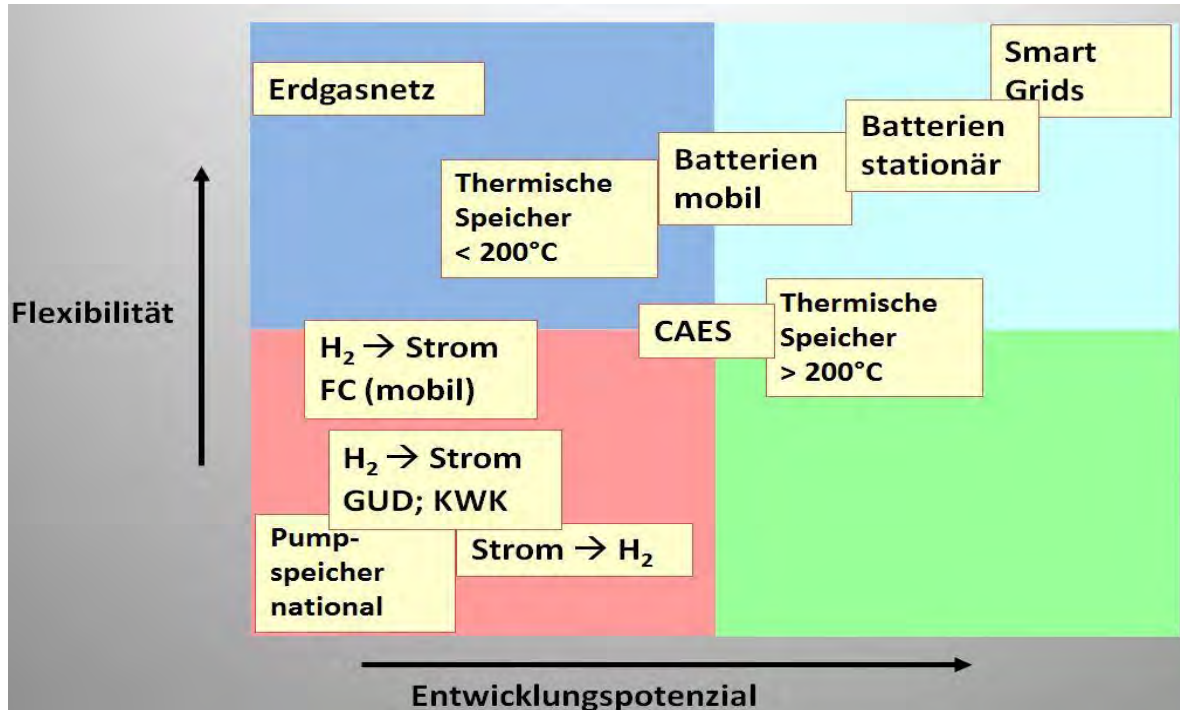


Abb. 10 F&E-Strategie: Umgang mit EE-Strom - Beispiele

Die Zahl der auf dem Markt der Ideen gehandelten Möglichkeiten ist natürlich größer als Abb. 10 darstellen kann. Auch die Potenziale der Grundlagenforschung können hier nicht abgebildet werden; manche Laborentwicklung wird sich vielleicht für die Zeit nach 2030 oder gar 2040 als interessant erweisen. Das knappe Zeitfenster, das für die Entwicklung zuverlässiger Stromspeicher nur noch offen ist, zwingt zu einer Konzentration der Mittel.

Deutschland wird auch nicht in der Lage sein, im Alleingang vorzugehen. Japan hat bereits seit mehr als 10 Jahren große stationäre Natrium-Schwefel-Batterien im großflächigen Einsatz, deutsche Firmen beginnen erst, diese Technik zu nutzen¹⁸. Auch solche Tatbestände kann Abb. 10 nicht darstellen.

Ausblick

Die Zukunft der Stromspeicherung hängt von etlichen Entscheidungen ab, die möglichst bald getroffen werden müssen. Dabei stehen die Verantwortlichen vor Unsicherheiten, die durch technische, ökonomische und gesellschaftliche Unwägbarkeiten bedingt sind. Verschärft wird das Entscheidungsproblem durch interessengeleitete Einflussnahmen auf die „Faktenwelt“. Auch die Scientific Community ist nicht frei von der Versuchung, über den begründeten Optimismus, der für jede Forschungsaktivität nötig ist, weit hinauszugehen, um realitätsblinde Projekte weiterverfolgen zu können. Dies schadet der Energiewende und untergräbt das Vertrauen der Öffentlichkeit in die Seriosität des Forschungsmanagements.

Referenzen

- (1) J. Auer, Deutsche Bank – DB Research, Moderne Stromspeicher - Unverzichtbare Bestandteile der Energiewende, 31.01.12
- (2) Deutsche Energieagentur, Endbericht: Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt (2012)
- (3) BWK, Das Energie-Fachmagazin, Heft 11, 2012, S. 21-24, 29-32
- (4) Electricity Energy Storage Technology Options, A White Paper Primer on Applications, Costs and Benefits, Final Report, EPRI, Palo Alto, CA, 2010. 1020676.
- (5) <http://www.rwe.com/web/cms/de/365478/rwe/innovation/projekte-technologien/energiespeicher/projekt-adele/> , 14.12.12 abgerufen
- (6) Strategieplattform Power to Gas, www.powertogas.info, abgerufen am 10.07.13
- (7) M. Kloess, TU Wien, Energy Economics Group, 12. Symposium Energieinnovation, Graz 15.-17.02.12: Wirtschaftliche Bewertung von Stromspeichertechnologien, Kurzfassung
- (8) Stern 45,2012, S. 104: ZSW nennt Kosten von 0,07-0,09 € pro kWh
- (9) NREL/TP_581_40605 (Sept. 2006): Electrolysis: Information and Opportunities for Electric Power Utilities; NREL/MP-560-36734; Technology Brief. Analysis of current-Day Commercial Electrolysers
- (10) NREL/TP 5600-50408 (May 2011) Wind Electrolysis: Hydrogen Cost Optimization
- (11) M. Waidhas, R. Käppner, Hydrogen solutions @ Siemens, Vortrag 2011
- (12) BMWi, Energiewende! Energiepolitische Informationen 01_ 2013, S. 3
- (13) FAZ, 29.05.12, Firma Wärtsilä: flexible Kraftwerksturbinen: 46,3% Wirkungsgrad
- (14) www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte.html
- (15) Fraunhofer ESK, Smart Grid Communications 2020, http://www.esk.fraunhofer.de/content/dam/esk/de/documents/SmartGrid_Studie_final-web.pdf
- (16) H. Pütter, Naturwissenschaftliche Rundschau, 66, Februar, 2013, 61-68
- (17) WBGU, Hauptgutachten, Welt im Wandel – Gesellschaftsvertrag für eine Große Transformation, Berlin 2011, ISBN 978-3-936191-36-3, S.7
- (18) http://www.yunicos.com/de/ueberuns/pressemeldungen/003-2011-002_Solarpreis_de.html

Dr. Hermann Pütter
Gesellschaft Deutscher Chemiker
Haardter Str. 1a
D-67433 Neustadt
puetter-neustadt@t-online.de

Power-to-Gas – Perspektiven einer jungen Technologie

Martin Thema, Michael Sterner, Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher (FENES) Technische Hochschule Regensburg

Abstract

Deutschland, Energiewende. Während der letzten Jahrzehnte stieg der Anteil erneuerbarer Energien an der deutschen Stromversorgung stark an. Zukünftig werden dabei Wind und Photovoltaik eine tragende Rolle übernehmen. Auf der einen Seite haben sie das größte Potential unter allen erneuerbaren Energien, weisen auf der anderen aber die stärksten Schwankungen und Wetterabhängigkeiten auf. Wind und Photovoltaik werden somit alleine nicht in der Lage sein, den heutigen hohen Standard an Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten. Neben flexiblen Kraftwerken wie Gaskraftwerken, Lastmanagement und Netzausbau, stellt die Speicherung von Energie einen integralen Bestandteil zum Erhalt dieser Versorgungssicherheit dar. Power-to-Gas ist aufgrund größter verfügbarer Kapazität eine der vielversprechendsten Technologien.

Um die Rolle dieser energietechnisch neuen Technologie aufzuzeigen, beschreibt das vorliegende Paper den aktuellen Stand von Wissenschaft und Technik zu Power-to-Gas. Der Fokus liegt dabei auf dem Überblick über aktuelle Pilot- und Demonstrationsprojekte sowie deren technische Details und Projektziele. Weiter wird die Technologie im Kontext des allgemeinen deutschen Speicherbedarfs anhand verschiedener Studien eingeordnet. Ein Aus- und Rückblick auf installierte Anlagenkapazitäten wird gegeben. So sollen Potentiale und Perspektiven von Power-to-Gas aufgezeigt werden.

Durch die Kopplung der Energienetze und Systeme in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr kann PtG zu einer Stabilisierung der Energieversorgung beitragen und andere Problemfelder der Energieversorgung wie bspw. die Tank-Teller-Problematik von Biokraftstoffen entschärfen. Dieses Paper analysiert die bisherige Einführung von Power-to-Gas und gibt einen Ausblick auf mögliche künftige Entwicklungen.

Ausgangslage Energiewende: Wind- und Solarenergie brauchen Stützen

Die energiebedingten weltweiten Emissionen steigen seit der industriellen Revolution mit exponentieller Tendenz unaufhörlich an. Lediglich etwa 16 Prozent der weltweit genutzten Energie entstammt erneuerbaren Quellen. Davon wiederum entfällt ein Großteil auf außerhalb der Industrienationen genutztes Brennholz. Weit über drei Viertel der weltweit eingesetzten Energieträger sind fossiler Natur (Abbildung 1).

Dies war nicht schon immer so. Das fossile Zeitalter ist, erdgeschichtlich betrachtet, ein minimales Zeitfenster, in dem ein verhältnismäßig kleiner Teil der Menschheit auf fossile (unterirdische) Energiequellen wie Kohle, Erdöl und Erdgas zurückgreift. Jahrtausendlang zuvor nutzten sie die Kraft von Wind, Wasser, Sonne und Biomasse, wie Abbildung 2 bildhaft darstellt. Aufgrund zur Neige gehender fossiler Ressourcen sowie Klima- und Umweltauswirkungen wird sich der heute beginnende Trend zurück zu diesen ursprünglichen Energiequellen in Zukunft weiter verstärken. Die Energiewende, die eigentlich keine Wende, sondern eine Rückkehr ist, kann unter Einsatz moderner erneuerbarer Energienutzung und Energieeffizienzsteigerungen bewerkstelligt werden.

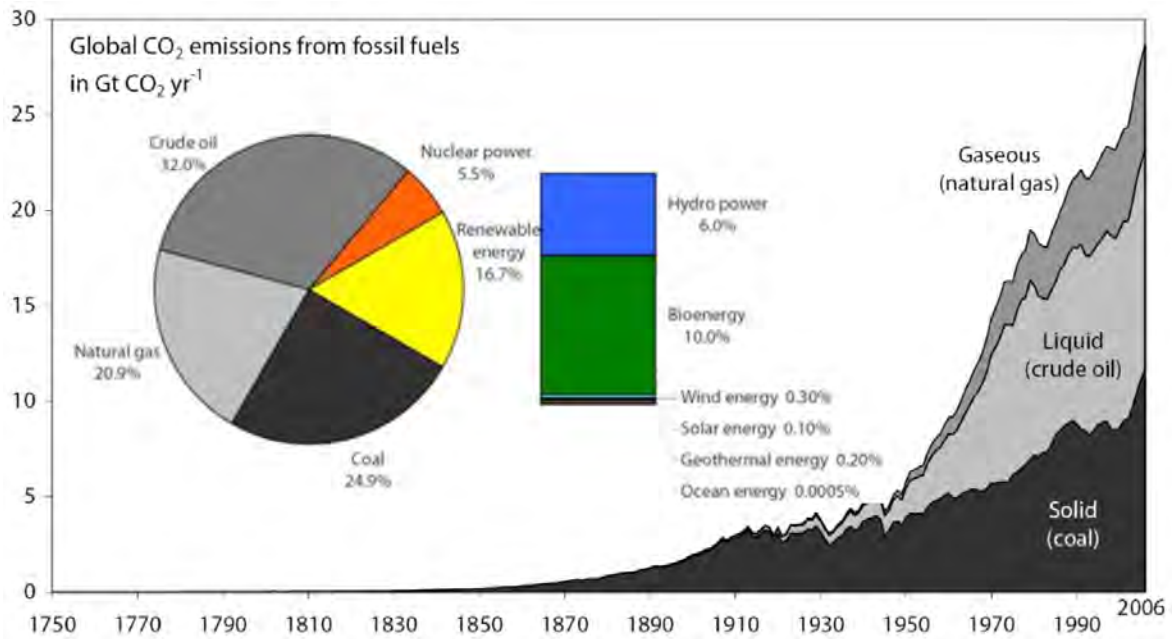


Abbildung 1: Globale Emissionen aus fossilen Energieträgern und Aufschlüsselung der weltweiten Energieproduktion [10]

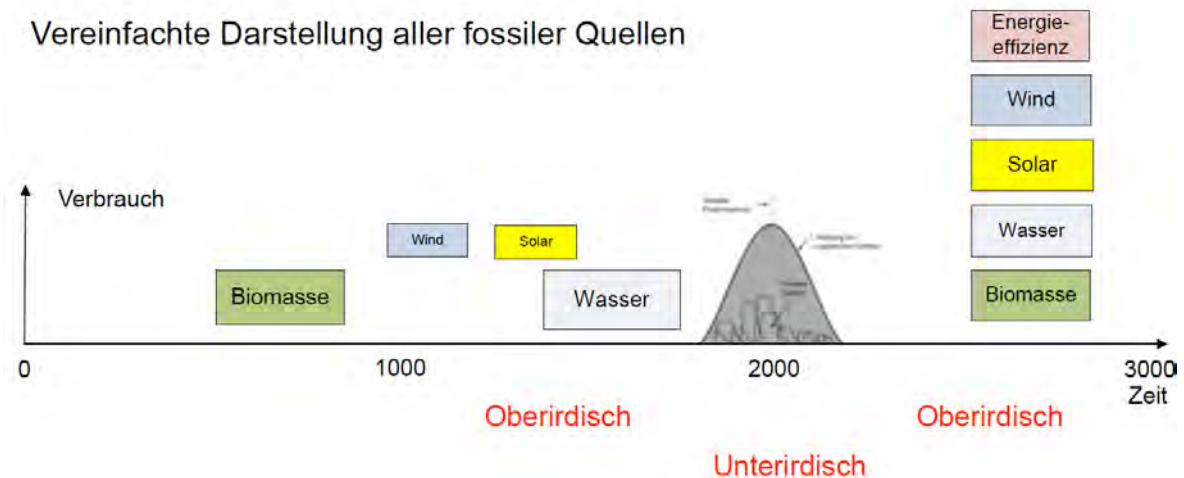


Abbildung 2: Entwicklung der Energieversorgung der Menschheit, vereinfachte Darstellung aller fossilen Quellen [10]

Windkraft und Solarenergie (Photovoltaik und Concentrated Solar Power) weisen das global bei weitem größte technische Potential auf (Abbildung 3) und werden für die Energiewende Leittechnologien. Technologien und Energiemarktdesign sollten also primär auf Anforderungen und Eigenschaften von Wind- und Solarkraft ausgerichtet werden.

Die größte Herausforderung in diesem Zusammenhang besteht in der meteorologischen Abhängigkeit ihres Energiedargebots. Solarenergie und Windkraft alleine werden trotz ihres großen Potentials eine stabile Wende alleine nicht bewerkstelligen können.

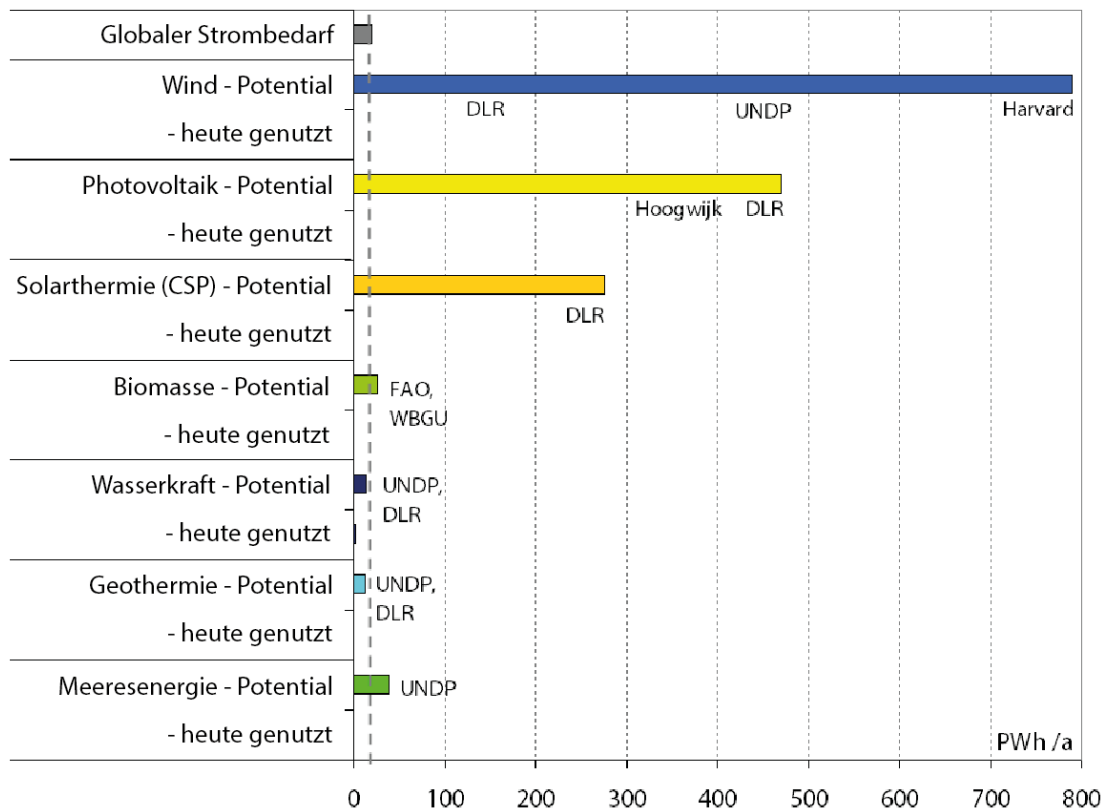


Abbildung 3: Globales technisches Potential erneuerbarer Energien; Quelle: IWES 2011, FNR 2011, DESTATIS 2011

In Deutschland kann bis heute nach wie vor trotz Energiewende und abgeschalteter Atomkraftwerke ein hoher Standard an Versorgungssicherheit gehalten werden. Für den Erhalt der im internationalen Vergleich sehr geringen Stromausfallzeiten von lediglich etwa 15 Minuten pro Jahr, müssen jedoch mittelfristig Maßnahmen ergriffen werden [1].

Versorgungssicherheit wird in der Energietechnik grundsätzlich auf zwei Ebenen sichergestellt: aus volkswirtschaftlich-strategischer Sicht mit der Bereitstellung von *Energie* sowie aus technischer Sicht mit der Bereitstellung von (gesicherter) *Leistung*.

Um diese Versorgungssicherheit technisch zu gewährleisten und einen Ausgleich zwischen intermittierender Einspeisung aus regenerativen Quellen einerseits und den Verbrauchern andererseits zu schaffen, werden in Zukunft verschiedene Ausgleichsmaßnahmen benötigt:

- *Flexible Kraftwerke*, insbesondere erdgas- und biogasbetrieben sowie Kraft-Wärme-Koppelung (KWK) schaffen auf der Erzeugerseite Möglichkeiten, steile Leistungsgradienten der erneuerbaren Energien (EE) abzufahren. Durch geringere must-run Kapazität werden so zeitgleich mehr Raum für EE im Stromnetz geschaffen und die Emissionen gesenkt.
- *Flexible Verbraucher* (Demand Side Management DSM, Smart Grid, Lastmanagement) bieten das Potential, ihre Energie genau dann zu beziehen, wenn es systemtechnisch am sinnvollsten ist um bspw. Netzengpässe zu entschärfen oder Überschüsse aus EE aufzunehmen.
- *Stromnetze* werden *aus- und umgebaut*, um den neuen Anforderungen gerecht werden zu können. Zum einen hat sich das Lastflussbild von starrer Verteilung aus zentralen Erzeugungsanlagen hin zu bidirektionalen Lastflüssen auf allen Netzebenen infolge erneuerbarer Einspeisung geändert. Zum anderen müssen regionale Technologie-schwerpunkte ausgeglichen werden. So überwiegen in

Süddeutschland Wasserkraft- und Photovoltaikeinspeisung während im Norden nicht zuletzt aufgrund der Offshore-Nutzung die Windkraft dominiert.

- Insbesondere ab höheren Anteilen erneuerbarer Energien von 40 bis 70 Prozent an der Stromerzeugung, werden *Stromspeicher* trotz Netzausbau eine weitere tragende Rolle übernehmen ([2, 3] und Abbildung 4). Regelenergie und der Bedarf an Kurzzeitspeichern mit Speicherung bis zu wenigen Tagen wird voraussichtlich über Pumpspeicher und Batterien gedeckt werden können. Für den saisonalen Ausgleich der Erzeugung (Langzeitspeicherbedarf) könnten norwegische Pumpspeicher aber auch das Gasnetz eingesetzt werden. An dieser Stelle setzt Power-to-Gas (PtG) an: Kurzfristig fluktuierend zur Verfügung stehende elektrische Energie aus Wind und Sonne wird in chemische Energie gewandelt und im Gasnetz zwischengespeichert. Dort steht sie allen Sektoren (Stromerzeugung in flexiblen Kraftwerken, Wärmemarkt und Mobilität) zur Verfügung und kann versorgungstechnisch mehrere Monate überbrücken.

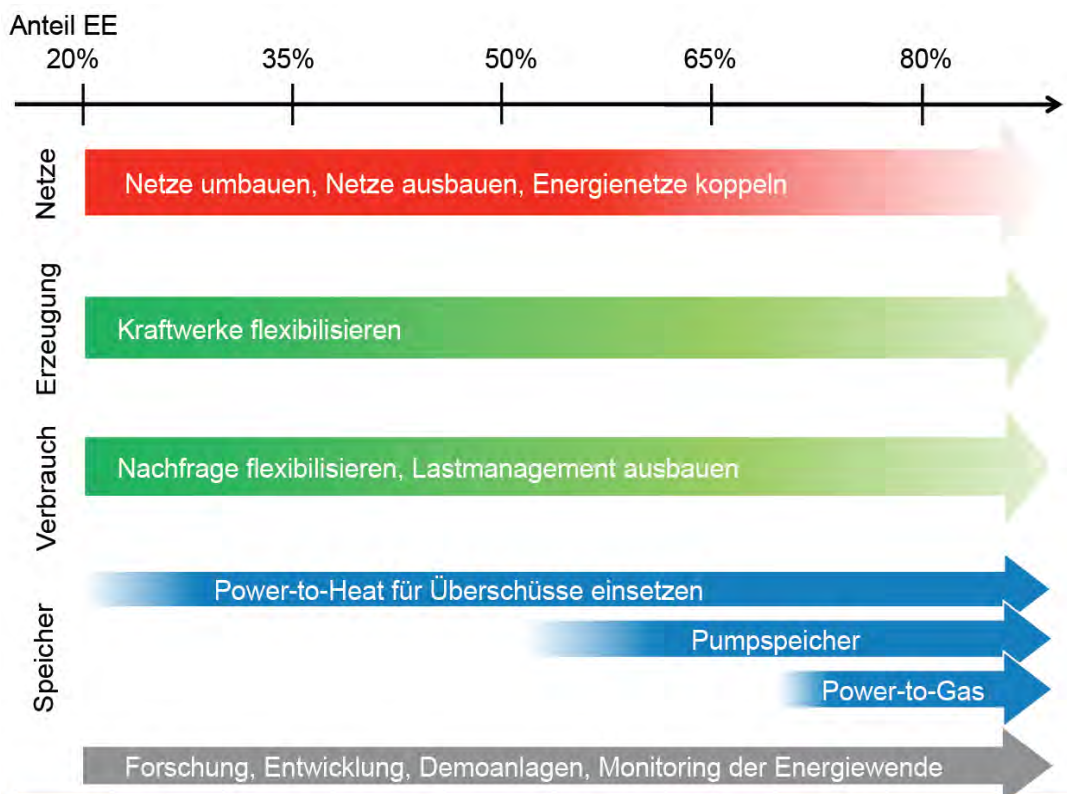


Abbildung 4: Handlungsfelder der Stromerzeugung bezogen auf den Anteil erneuerbarer Energien; Quelle: Sterner 2012

Die technische Umsetzbarkeit dieser Maßnahmen wird dabei nicht zum limitierenden Faktor. Vor allem im Speicherbereich und bei flexiblen Kraftwerken schränkt die Wirtschaftlichkeit den Handlungsspielraum heute noch stark ein. Die größte Hürde ist aber mit der gesellschaftlichen Akzeptanz zu nehmen (Abbildung 5). Netzausbau (Freileitungen) und Kraftwerksneubau (bspw. Pumpspeicherwerke) stoßen vielerorts noch, auf erbitterten Widerstand, was die Frage aufwirft, ob diese Anstrengungen auf regionaler Ebene leichter umsetzbar wären als auf nationaler oder europäischer Ebene.

	Technisch	Wirtschaftlich	Gesellschaftlich
Netze			
Kraftwerke			
Speicher			

Abbildung 5: Umsetzbarkeit der Optionen zur technischen Versorgungssicherheit [10]

Die Technologie Power-to-Gas

Power-to-Gas (PtG) ist der Name für die technische Nachbildung der natürlichen Photosynthesevorgänge in Pflanzen (Abbildung 6: Prozessschritte bei Power-to-Gas; nach [10]). Diese haben den Prozess über Jahrtausende entwickelt um Energie über lange Zeiträume speichern zu können. Trotz ihres für die Energietechnik vergleichsweise geringen Wirkungsgrades von etwa einem Prozent, hat sich die Photosynthese in der Evolution bewährt. Kohlendioxid (CO_2) und Wasser (H_2O) werden dabei mit Sonnenenergie in zwei Stufen zu Kohlenhydraten ($\text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_6$) umgewandelt, Sauerstoff (O_2) wird frei.

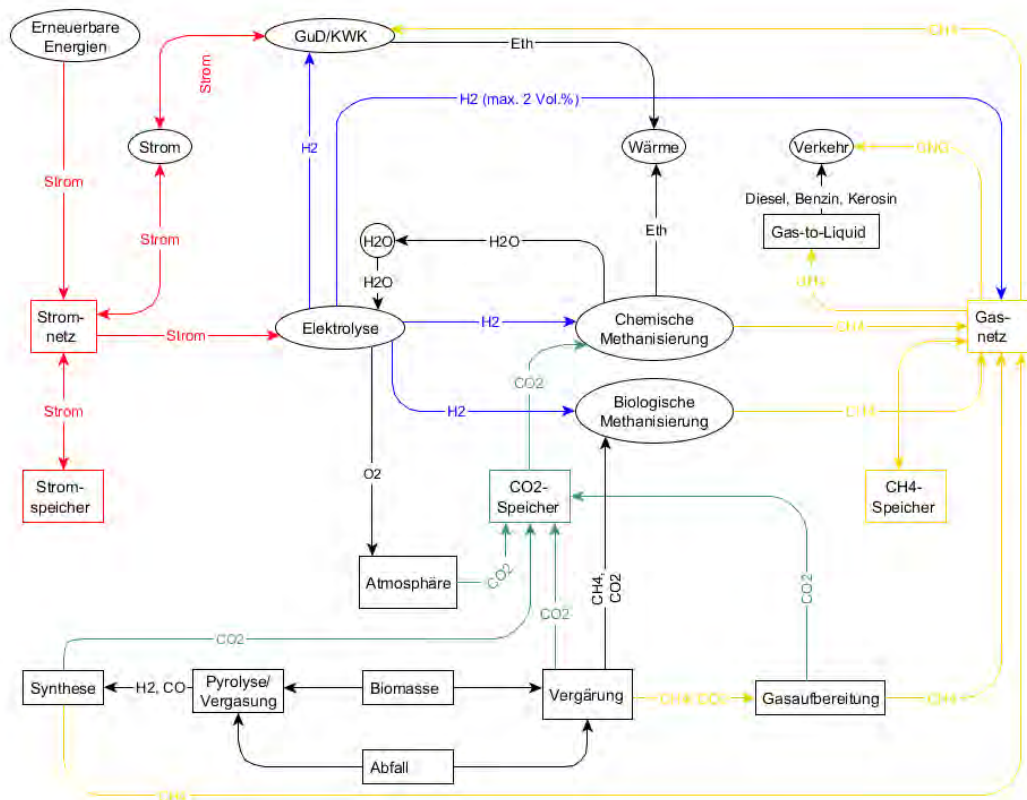


Abbildung 6: Prozessschritte bei Power-to-Gas; nach [10]

Methodisches Vorgehen

Im vorhergehenden Kapitel wurden Hintergründe und Problemstellungen im Zusammenhang mit der Energiewende erörtert, für deren Lösung Speichertechnologien wie PtG ein Baustein sein können. Vor diesem Hintergrund stellt sich nun die Frage, wo im Kontext der Energiewende PtG heute steht und wie sich diese Technologie voraussichtlich in Zukunft entwickeln wird.

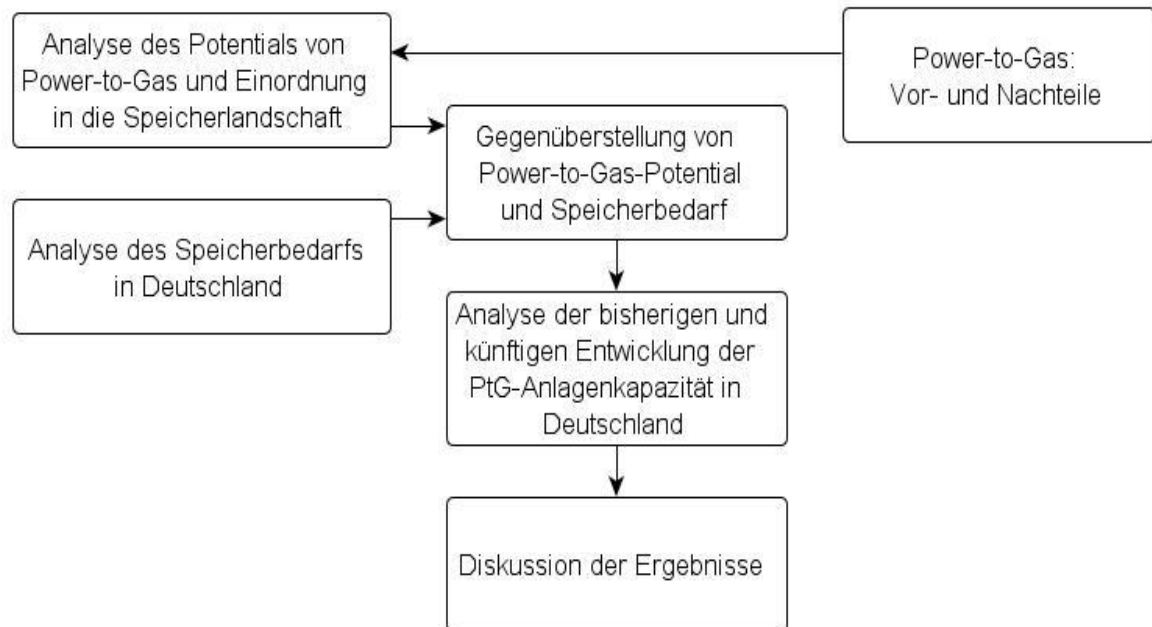


Abbildung 7: Methodisches Vorgehen

Um diese Frage zu beantworten wird nachfolgend zunächst das Potential, unter anderem mit Vor- und Nachteilen von PtG, untersucht und mit anderen Speichertechnologien verglichen. Darauf folgt eine Analyse des zukünftigen Speicherbedarfs in Deutschland und seine Gegenüberstellung mit den Möglichkeiten von PtG. Mit einer Analyse der bisherigen Entwicklung von PtG-Pilotprojekten in Deutschland wird dann abschließend diskutiert, wie die Perspektiven von PtG einzuordnen sind (siehe auch Abbildung 7).

Analyse

Analyse der Potentiale von Power-to-Gas

Nachdem das methodische Vorgehen beschrieben wurde, folgt jetzt die Erhebung der nötigen Daten und eine erste Analyse und Interpretation. Nach Untersuchung der speicherbaren Energiemengen in verschiedenen Speicherkonzepten wird deutlich, welches Potential zur Energiespeicherung im heute schon vorhandenen Gasnetz vorhanden ist. Nach Berechnungen des Fraunhofer Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) in Kassel für das Umwelt Bundesamt (UBA) [3] könnten die Überschüsse bei einem Anteil erneuerbarer Energien von 70 Prozent mit der heutigen Pumpspeicherkapazität und theoretischen 42 Millionen Elektroautos nicht annähernd aufgefangen werden (Abbildung 8). Anders mit der Kapazität der Gasnetze. Sie bieten die 1500- bis 3000-fache Kapazität aller heute verfügbaren Pumpspeicherwerke.

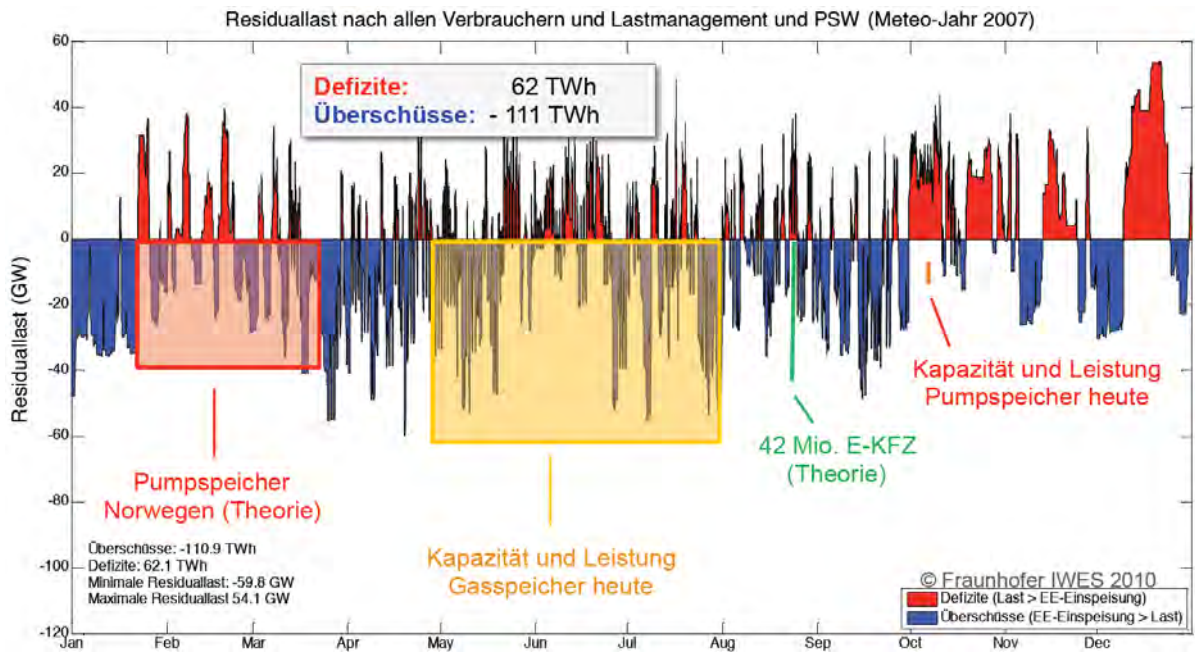


Abbildung 8: Residuallast bei 70 % EE und Speicheroptionen; Quelle: IWES-Berechnungen für [3]

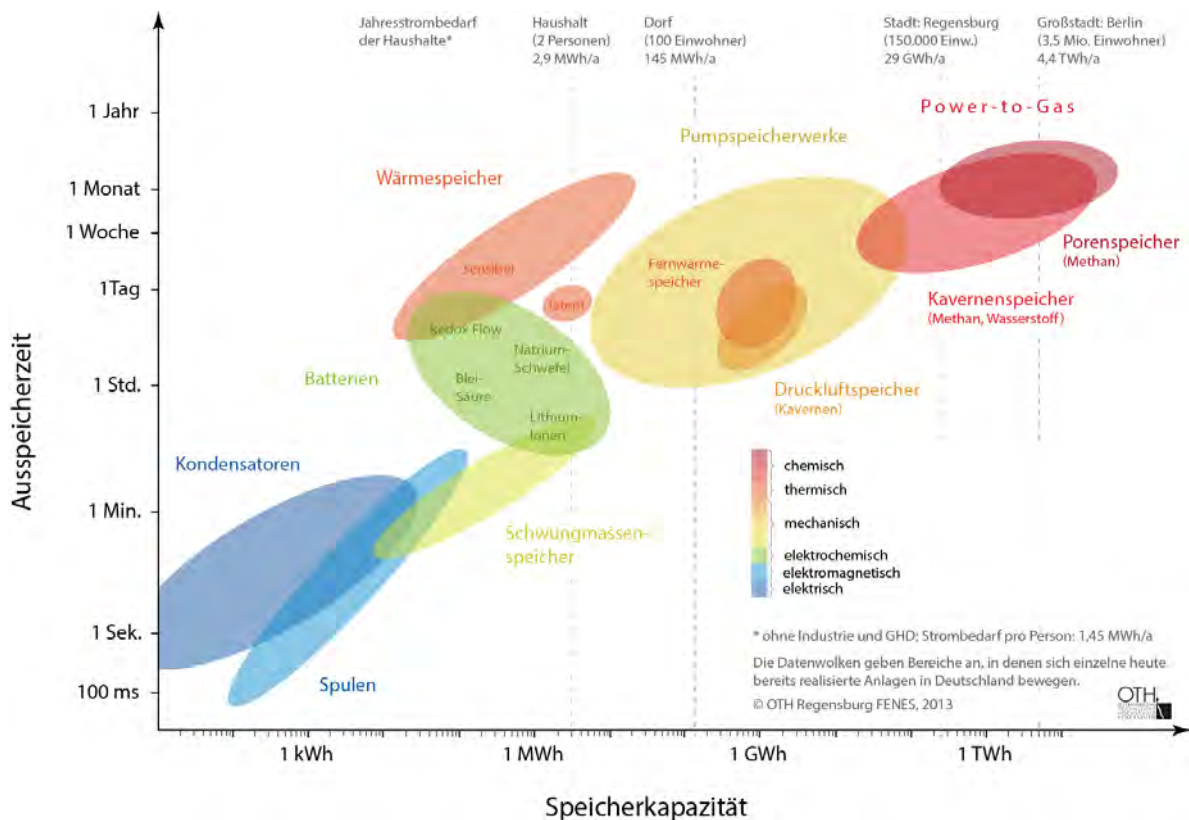


Abbildung 9: Klassifizierung bestehender Speicheroptionen in Deutschland nach ihrer Kapazität, Auspeicherzeit und Leistung

Die Klassifikation der heute in Deutschland zur Verfügung stehenden Speichertechnologien nach ihrer Ausspeicherzeit, ihrer Kapazität und damit auch der Leistung wird in

Abbildung 9 vorgenommen. Die Datenwolken geben dabei Bereiche an, in denen sich heute bereits realisierte Anlagen bewegen. Die Rolle von Gasspeichern, also auch PtG, tritt hier deutlich hervor. Mit Kapazitäten von über einer Terawattstunde pro Anlage können sie weitaus mehr Energie speichern als alle anderen verfügbaren Speichertechnologien. Die im deutschen Gasnetz mit seinen Speichern vorhandene Energie reicht aus, um den Energiebedarf des Landes über zwei bis drei Monate hinweg zu decken. So können sie in Verbindung mit Erneuerbaren Energien als Saisonalspeicher arbeiten.

Obwohl nach [2] und [3] Speicher bei *idealem* Netzausbau erst in mehreren Jahrzehnten relevant werden (siehe auch Abbildung 4), besteht jetzt Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Dies zeigen die in verglichen mit anderen Kraftstoffen heute noch nicht konkurrenzfähigen Gestehungskosten für Gas aus erneuerbaren Energien [8].

Unter der optimistischen Annahme, dass eine PtG-Anlage mit 7000 Vollaststunden und Börsenstrom betrieben wird, kann nach [8], Wasserstoff heute schon mit den Kosten von Biogas oder Benzin konkurrieren. Bei realistischeren Annahmen zur Betriebsstundenzahl, Anwendung von grünem Strom und Methanisierung wird deutlich, dass hier noch deutlicher Entwicklungsbedarf besteht.

Oben genannte Quellen beziehen sich bezüglich des Speicherbedarfes lediglich auf das Stromnetz. Zu beachten ist hierbei jedoch, dass die Energiewende ebenso im Wärme- und Mobilitätssektor vonstattengehen muss. Dort besteht schon heute massiver Speicherbedarf.

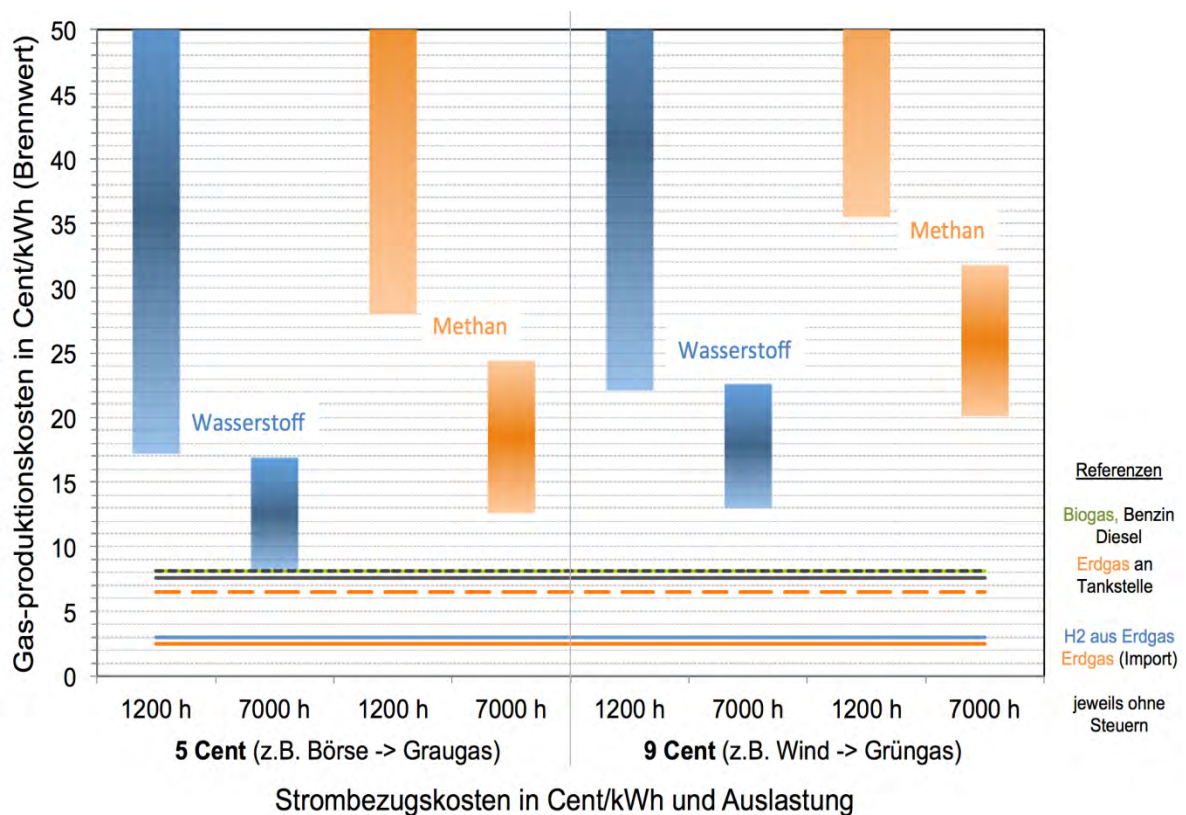


Abbildung 10: Gestehungskosten für Gas aus erneuerbaren Energien [8]

Chancen und Risiken von Power-to-Gas

Power-to-Gas, respektive die Elektrolyse, ist lediglich in der Energietechnik erst seit kurzem zu verorten. Die Technologie an sich ist der stofflichen Verwertung schon seit langer Zeit bekannt. Nun führen die geänderten Anforderungen der Energietechnik zu neuem Bedarf an Entwicklung und Kostensenkung. Auch ist es sinnvoll, die Technologie in Pläne und Ziele der Energiewende frühzeitig einzuplanen, wie beispielsweise im Fahrplan Energiewende [7] aufgezeigt, um überzogene Erwartung, Enttäuschung und Verzögerung zu vermeiden. Ein weiteres Anwendungsrisiko stellt das Greenwashing konventioneller Energieerzeugung dar. Die CO₂-Quelle der Methanisierung ist für die Klimabilanz des an sich klimaneutralen PtG irrelevant. Trotzdem kann und darf PtG nicht als Senke für Emissionen aus fossilen Kraftwerken angesehen werden. Die Emissionen, verbleiben beim Nutzer des fossilen Brennstoffes. Dies muss auch nach außen hin kommuniziert werden. Zudem besteht das Risiko eines energetischen Kurzschlusses (Gas aus Atomkraft, Kohlekraft, Erdgas-to-Gas), wenn die eingesetzte elektrische Energie aus konventionellen Energieträgern stammt. Durch hohe Verluste ist eine Wirtschaftlichkeit solchen „Graugases“ nicht zu erwarten. Am Wärmemarkt wäre es dann sinnvoller, den Strom aus konventioneller Erzeugung direkt über einen Heizstab in Wärme zu wandeln.

Diesen Risiken stehen jedoch eine Reihe von Chancen gegenüber: So kann vorhandene Erdgas-Infrastruktur (Pipelines, Speicher, Kraftwerke, BHKW, Herde, Heizungen, Fahrzeuge, etc.) für das Austauschgas Methan im Allgemeinen aber auch eingeschränkt für das Zusatzgas Wasserstoff ohne größere Umbauten genutzt werden. Mit dem Gasnetz können enorme, technisch erprobte und vorhandene Speicherkapazitäten konvergent zum Stromnetz praktisch unbegrenzt genutzt werden. Im Verkehrs- und Wärmesektor steht mit Methan aus PtG ein CO₂-neutraler Energieträger zur Verfügung, mit dem zum einen durch die hohe Energiedichte Reichweiten vergrößert und zum anderen die Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion verringert werden kann. Zuletzt kann diese Technologie Importabhängigkeiten von Erdgas und Transportstaus elektrischer Energie vermindern. Die Übertragungskapazität von Gas in Pipelines gegenüber Strom in Freileitungen liegt um etwa eine Größenordnung höher. Wird das Gasnetz konvergent zum Stromnetz als Übertragungsnetz genutzt, können Netzengpässe (Redispatch) und deren Kosten reduziert werden.

Analyse des Speicherbedarfes in Deutschland

Um den voraussichtlichen Speicherbedarf in Deutschland abschätzen zu können, wurden die Ergebnisse aus der Leitstudie 2011 des Bundesumweltministeriums [6], der Studie „Energiespeicher für die Energiewende“ des VDE [2] und der Studie „Energieziel 2050“ des Umweltbundesamtes [3] zusammengeführt und in Abbildung 11 gegenübergestellt.

Bis zum Jahr 2050 zeigen verschiedene Szenarien von BMU [6] und VDE [2] einen Ausbaukorridor für Speicher in Deutschland bis etwa 8 Terawattstunden (TWh) auf. Der VDE legt sich dabei nicht auf eine Jahreszahl fest, sondern orientiert sich am Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung, der 2050 laut Schätzungen des BMU etwa 80 Prozent betragen könnte.

Steigt der Anteil erneuerbarer Energien bis auf 100 Prozent, wächst bedingt durch die immer größer werdenden Schwankungen in Einspeisung und Residuallast auch der Speicherbedarf stark an. Die Prognosen von VDE und UBA divergieren an dieser Stelle stark. Man kann jedoch davon ausgehen, dass sich die einzuspeichernden „Überschüsse“

bei erneuerbarer Vollversorgung im Bereich von 60 TWh und mehr bewegen. Das sind 10 Prozent der deutschen Bruttostromproduktion des Jahres 2012.

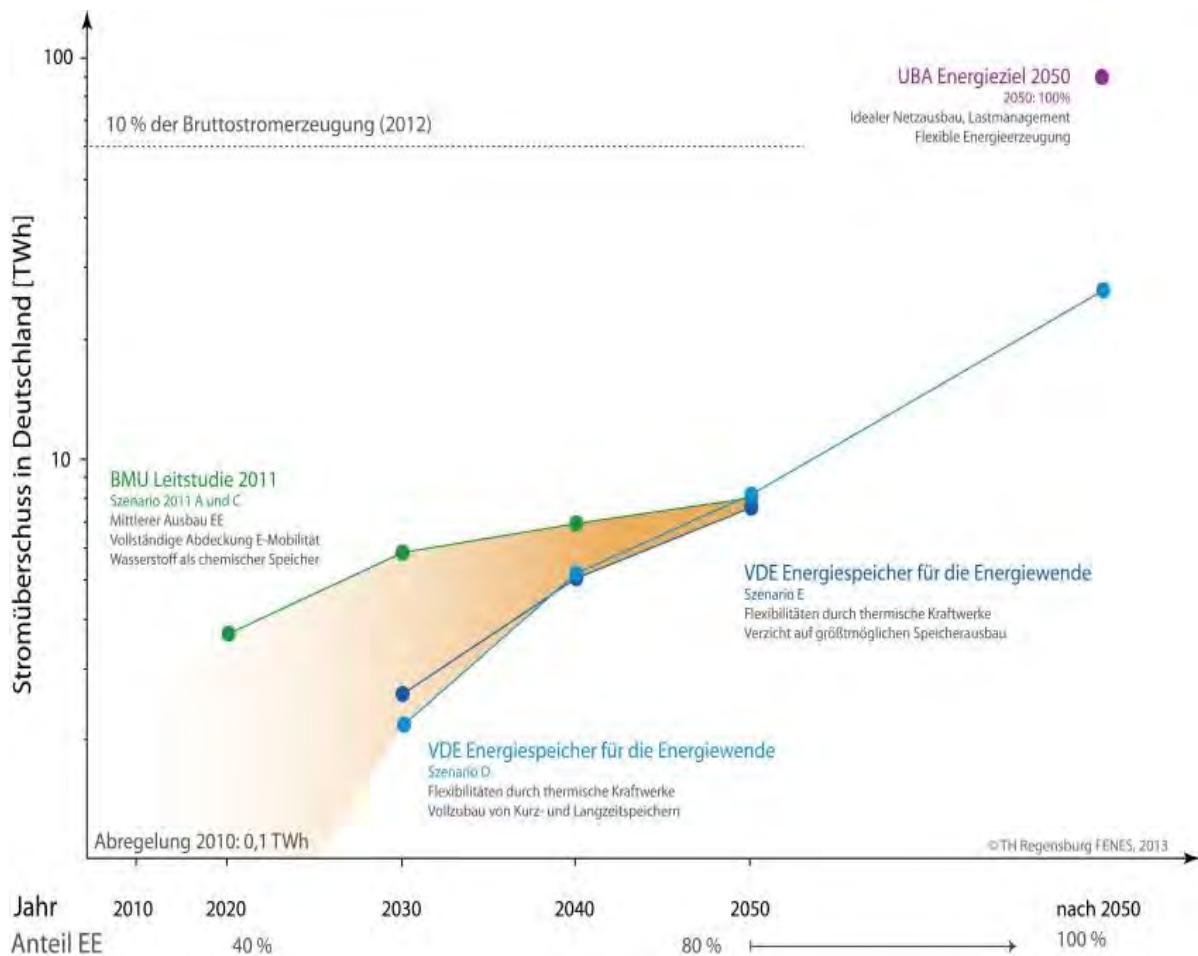


Abbildung 11: Voraussichtlicher Speicherbedarf in Deutschland

Analyse der PtG-Anlagenkapazität in Deutschland

Aus den vorangegangenen Ausführungen wurde deutlich, welche Potentiale und auch Risiken PtG birgt und wie die Entwicklung des Speicherbedarfes in Deutschland voranschreiten könnte. Stellt man diese beiden Aspekte gegenüber, tritt hervor, welche Rolle PtG zukünftig in der Energieversorgung einnehmen kann. Insbesondere der zukünftige Langzeitspeicherbedarf wird vermutlich nicht ohne der Kapazität dieser Technologie zu decken sein (siehe auch Abbildung 9, Abbildung 11).

Um diese Technologie für eine spätere Nutzung in der Energietechnik zu ertüchtigen, laufen seit dem Jahr 2005 Projekte, wie die Übersicht über PtG-Pilotanlagen in Deutschland in Abbildung 12 illustriert. Die zu Beginn skeptische Haltung gegenüber PtG änderte sich ab 2009 und mündet im Jahr 2011 in einen Durchbruch. Über 8 Megawatt Elektrolyseleistung gehen in Planung und werden 2013 fertiggestellt. Die insgesamt installierte Leistung in diesen Pilotprojekten beläuft sich Ende dieses Jahres (2013) auf voraussichtlich 12 Megawatt. Einige Daten dieser Auflistung konnten noch nicht abschließend erhoben werden. So ist unklar, welche Leistung exakt 2013 in Planung ist und wie die sich diese sowie Anlagen in Bau und Inbetriebnahmen 2014 entwickeln werden, der Trend ist jedoch erkennbar.

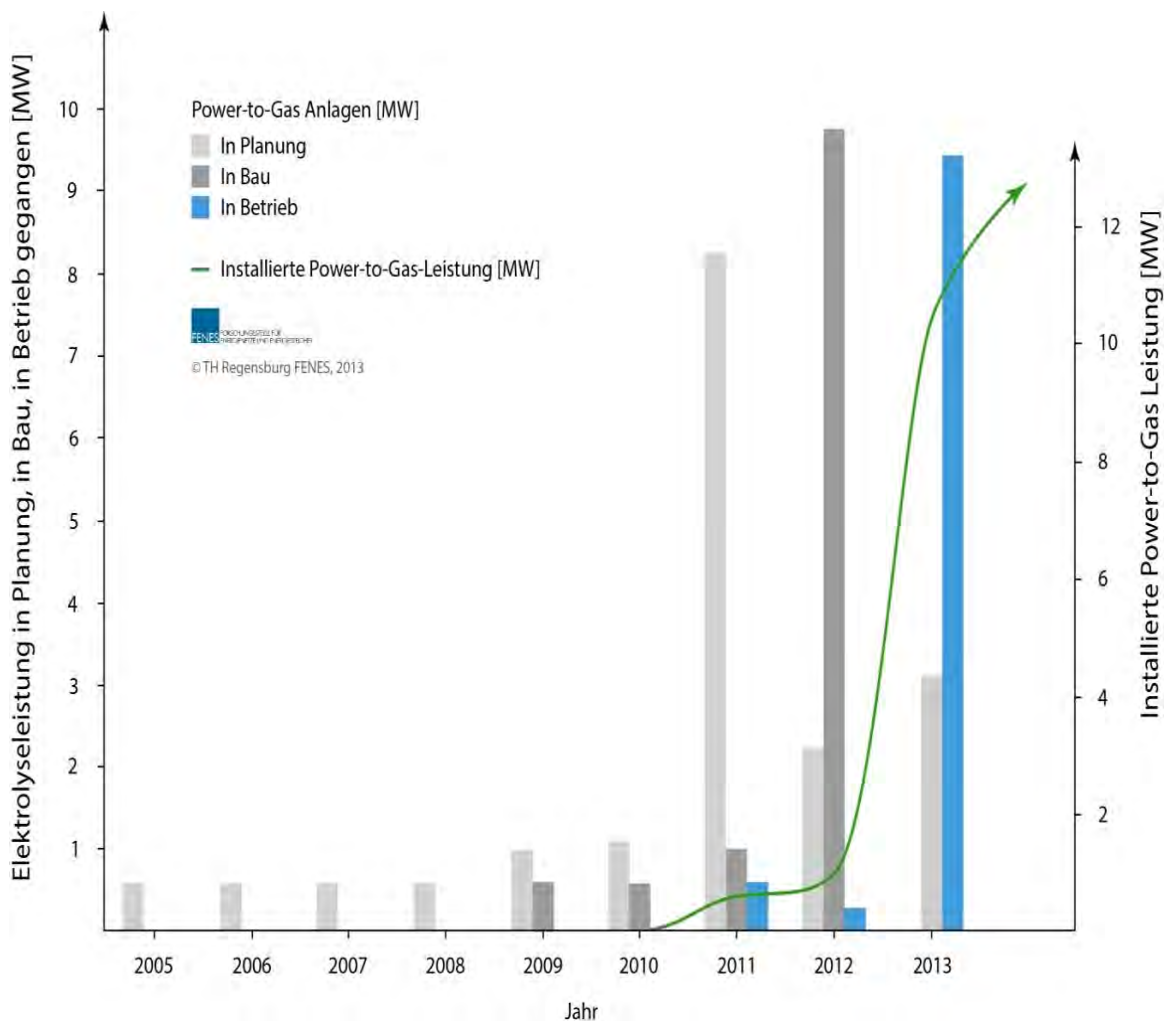


Abbildung 12: Entwicklung des Ausbaus von PtG-Anlagen mit Planungs- und Bauphase sowie Jahr der Inbetriebnahme und der insgesamt jährlich summierten installierten Leistung

Diskussion

Nach der Erhebung von Daten und Fakten zu PtG soll nun kurz diskutiert werden, welche Perspektiven diese junge Technologie hat.

Künftige Rolle von Power-to-Gas

Durch die Kopplung der Energienetze und Systeme in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr kann PtG zu einer Stabilisierung der Energieversorgung beitragen und andere schon erwähnte Problemfelder der Energieversorgung wie bspw. die Tank-Teller-Problematik entschärfen. Das großflächige Interesse währt seit etwa zwei Jahren und der Trend ist weiterhin zu beobachten. Es deuten alle Anzeichen auf eine heute schon breite Annahme der Idee. So laufen Pilotanlagen und Forschungsprojekte sowohl in kleinen, mittelständischen Unternehmen als auch bei den großen Energieversorgern (Tabelle 2: Übersicht Pilotprojekte).

Aktuelle Pilot- und Demonstrationsanlagen

Wie bereits erwähnt, beteiligen sich Unternehmen verschiedenster Größe und aus diversen Branchen: Automobilindustrie, Energieversorger, Windkraftbetreiber und –projektierer, Elektrolyseur-Hersteller, Forschungsinstitute, Global Player und ein Netzwerk von Stadtwerken (Tabelle 2). In Anlagen zwischen 25 Kilowatt und 6 Megawatt elektrischer Leistung (Elektrolyseleistung) werden auf breiter Basis Erfahrungen gesammelt. Es kommen verschiedenste technische Optionen zum Einsatz. So werden, um nur zwei Beispiele zu nennen, alkalische und Membran-Elektrolyseure ebenso getestet und weiterentwickelt wie die Methanisierung auf chemischem und biologischem Weg. Vor dem Hintergrund der Problematik um die Einspeisung des Zusatzgases Wasserstoff ist zu bedenken, dass die Mehrzahl der Projekte eine Methanisierung noch nicht behandelt.

Projektname und -Ort	Unternehmen	Inbetriebnahme	El. Leistung [kW]	H ₂ -Produktionsrate [Nm ³ /h]	CH ₄ -Produktionsrate [Nm ³ /h]
e-Gas-Anlage Werlte	Audi AG	2013	6000	1300	300-340
Demonstrationsvorhaben Power to Gas, Falkenhagen	E.ON Gas Storage GmbH	2015	2000	360	--
Power to Gas Anlage Hamburg-Reitbrook	E.ON Gas Storage GmbH	2014	1000	265	--
RH2-WKA, Grapzow	Wind-Wasserstoff-project	2014	1000	210	--
Hybridkraftwerk	Enertrag	2011	600	120	--
Strom zu Gas Demonstrationsanlage, Frankfurt a.M.	Tüga-Gruppe	2013	385	70	--
P2G-Entwicklung, Stuttgart	ZSW	2014	370	90	--
P2G-250 kW, Stuttgart	ZSW	2012	250	50	12,5
P2G-Foulum-Project	Electrochaea.dk ApS	2013	250	50	k.A.
PtG im Eucolino, Schwandorf	Micro Energy GmbH	2013	108	21,3	5,3
Pilotanlage Ibbenbüren	RWE Deutschland AG	2013	100	20	--
CO2RRECT	Siemens, Bayer, RWE	2013	100	k.A.	k.A.
SolarFuel-Alpha	ZSW, SolarFuel	2009	25	4	2,4

Tabelle 2: Übersicht Pilotprojekte

Die Betriebszustände der Anlagen reichen von Forschung und Entwicklung über Planungs- und Bauphase bis hin zum Versuchs- und Dauerbetrieb. Einige Projekte sind schon abgeschlossen.

Die Projektziele sind dabei vielfältig. Vom technischen Standpunkt aus geht es um die Weiterentwicklung und Erprobung verschiedener Elektrolyse- und Methanisierungsarten und Prototypen. So sollen Effizienz, Laufzeit oder dynamischer Betrieb optimiert und verschiedene Betriebsweisen (Optimierung nach Gasproduktion, Grundlast, Spitzenlast, Strommarkt) getestet werden. Viele Projekte wollen den Nachweis erbringen, dass die Technik als dynamische Netzkomponente geeignet ist und die steilen Leistungsgradienten erneuerbarer Energieerzeugung abfahren kann. Im Großen und Ganzen geht es technisch um Betriebsoptimierung, Einfügung in den Energiemarkt (z.B. auch Teilnahme am Regelenergiemarkt), Demonstration der Prozesskette, Weiterentwicklung der Anlagen und die Vorbereitung auf die Skalierung auf großtechnischen Maßstab.

Aus betriebswirtschaftlicher Sicht wird die Kostenstruktur verbessert und die Wertschöpfungskette über Fertigungskonzepte bis zum Anlagenbau optimiert. Passende Geschäftsmodelle werden mit dem Ziel entwickelt, die Kommerzialisierungsphase vorzubereiten. Hierzu werden auch technisch-regulatorische Herausforderungen beim Bau und Betrieb von Power-to-Gas Anlagen ausgelotet.

Auch ökologische Gesichtspunkte werden mit der Quantifizierung des Beitrags zur Dekarbonisierung über Treibhausgasbilanzen in Projekten berücksichtigt. Letztlich spielen auch volkswirtschaftliche Aspekte wie Feldtests zur Anpassungsfähigkeit in das vorhandene Strommarktdesign und Infrastruktur, Bewertung des Speicherbetriebes im regenerativen Energiesystem und der volkswirtschaftliche Nutzen im Allgemeinen eine Rolle.

Zusammenfassung / Schlussfolgerung / Ausblick

Wie im Kapitel Chancen und Risiken von PtG beschrieben, birgt diese Technik eine Vielzahl von Lösungsmöglichkeiten für die eingangs beschriebenen Probleme der Energieversorgung der Zukunft. Es ist jedoch darauf zu achten, dass jetzt ein „Growian-Effekt“ vermieden wird. Um das Potential auszuschöpfen, das hinter PtG liegt sollte die Technik deshalb Schritt für Schritt durchdacht, weiterentwickelt und an die Anforderungen der Energiewende angepasst werden. Dass PtG auch für Versorgungskonzepte auf regionaler Basis geeignet ist, bestätigen laufende Projekte. Aber auch für Zukunftsvisionen globaler Dimension ist PtG geeignet. Über die bestehende Pipeline zwischen Algerien und Spanien könnte Europa mit erneuerbarem Gas aus der Sahara versorgt werden. Es existiert zudem ein weltumspannendes Netz aus Gas-Tankschiffen (Liquid Natural Gas, LNG) und entsprechenden Be- und Entladeterminals und Erdgaspipelines über das auch mit erneuerbarem Gas Handel getrieben werden kann.

Literatur

- [1] Vahlenkamp, Thomas; Gohl, Matthias (2013): Energiewende-Index Deutschland 2020 - Fokusthema Versorgungssicherheit, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 63. Jg., Heft 3
- [2] Adamek, Franziska et al. (2012): Energiespeicher für die Energiewende – Speicherbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050,

Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE),
Energietechnische Gesellschaft (ETG), Frankfurt am Main

- [3] Klaus, Thomas et al. (2010): Energieziel 2050 – 100% Strom aus erneuerbaren Quellen, Umweltbundesamt UBA, Dessau-Roßlau. <http://www.uba.de>
- [4] Krajete, Alexander et al. (2012): Archaea Microorganisms for Biological Power Storage, Krajete GmbH, VDI-Fachkonferenz “Stationäre Energiespeicher für Erneuerbare Energien”, Karlsruhe
- [5] Henel, Marco (2012): Power-to-Gas: Potenziale und technische Konzepte, DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, VDI-Fachkonferenz „Stationäre Energiespeicher für Erneuerbare Energien“, Karlsruhe
- [6] Nitsch, Joachim et al. (2012): BMU-Leitstudie 2011, Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Schlussbericht, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE), Stuttgart, Kassel, Teltow
- [7] Pehnt, Martin; Sterner, Michael et al. (2012): Fahrplan Energiewende, IFEU, Fraunhofer IBP, Hochschule Regensburg
- [8] Köppel, Wolfgang (2012): Methanisierung als Energiespeicheroption eingebunden in PtG-Konzepte, VDI-Fachkonferenz „Stationäre Energiespeicher für Erneuerbare Energien“, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), Kassel
- [9] Sterner, Michael; Jentsch, Mareike (2012): Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Wingas-Angebotes. Gutachten für Greenpeace Energy. Fraunhofer IWES, Kassel
- [10] Sterner, Michael (2009): Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems. Universität Kassel, Dissertation

B.Eng. Martin Thema, Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner
martin.thema@oth-regensburg.de
michael.sterner@oth-regensburg.de

Forschungsstelle für Energienetze
und Energiespeicher (FENES)
OTH Regensburg
Postfach 12 03 27
D-93025 Regensburg

Verfügbarkeit und Nachhaltigkeit von Bioenergie als Energiequelle¹

E.D. Schulze, Max-Planck Institut für Biogeochemie, Jena

Die Suche nach erneuerbaren Energiequellen begann mit der Erkenntnis des Intergovernmental Panel of Climate Change (IPCC, 2007), dass die Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe und aus der Landnutzung durch klimawirksame Spurengase das globale Klima beeinflussen. Die Klimaänderung wird vor allem ausgelöst durch CO₂-Emissionen von Nationen mit hoher Industrieproduktion und durch Emissionen verschiedener Spurengase bei Landnutzung und Landnutzungsänderungen durch die Land- und Forstwirtschaft, die global in allen Ländern stattfinden. Der Ausstoß an CO₂ aus Verbrennungsprozessen stieg seit 1950 ständig an und überschritt im Jahr 2011 erstmals eine Grenze von 10 PgC/Jahr (Peters et al, 2012). In einer Massenbilanz wird diese Menge zu ca 20% vom Ozean wieder absorbiert, 30% werden re-assimiliert über die Photosynthese der Landpflanzen, und ca 30% bleiben in der Atmosphäre. Dieser Anteil ist klimawirksam, da das CO₂ zusammen mit anderen Spurengasen die langwellige Wärmerückstrahlung in den Weltraum verringert. Es wurde wiederholt angezweifelt, dass dieses CO₂, das zum Anstieg des CO₂ in der Atmosphäre führt, aus Verbrennungsprozessen stammt. Seitdem aber auch der Sauerstoff in der Atmosphäre gemessen wird (Keeling et al, 1996), und der Sauerstoff sich stöchiometrisch mit dem CO₂ ändert, ist chemisch geklärt, dass das CO₂ in der Atmosphäre aus Verbrennungsprozessen stammt. Weiterhin wurde die Klimawirksamkeit des CO₂ angezweifelt. Dieser Faktor wurde aber inzwischen anhand geologischer Untersuchungen mit 2.2 bis 4.8 K bei Verdopplung der CO₂ Konzentration quantifiziert (Palaeosense Project Members, 2012).

Die Vorhersage des Klimageschehens für die Zukunft ist schwierig, da dies nicht allein von der Physik einer Wärmebilanzrechnung der Atmosphäre abhängt, sondern wesentlich von den wirtschaftlichen und soziologischen Rahmenbedingungen bestimmt wird. Das Verhalten der Menschheit bestimmt somit das Klima der Zukunft. Um diese Bedingungen einzugrenzen, wurden eine Reihe von „Szenarien“ definiert, denen bestimmte wirtschaftliche Entwicklungen zugrunde liegen (IPCC, 2007). So nehmen die sogenannten „A“ Szenarien eine ungebremschte wirtschaftliche Entwicklung an, wohingegen die „B“ Szenarien eine schonende und nachhaltige Nutzung von Ressourcen vorsehen. Berechnet man die Klimawirksamkeit für die zu erwartenden Emissionen dieser Szenarien, so erhält man Vorhersagen über die Klimaentwicklung der Erde in den nächsten Jahrzehnten bei sich ändernder CO₂ Konzentration in der Atmosphäre. Bei uneingeschränktem Verbrauch fossiler Brennstoffe (Scenario A2 bzw RCP8.5) ist bis 2100 eine Emission von 25 bis 30 PgC/Jahr und eine durchschnittliche Erderwärmung von 4 °C bis 6 °C zu erwarten. Bei ressourcen-schonender Entwicklung (Szenario B2 bzw. RCP 4.5) steigen die Emissionen auf maximal 12 PgC/Jahr mit einer Erderwärmung von ca 2°C im Jahr 2100 an. Vergleicht man nun die Emissionen der Gegenwart mit diesen Szenarien, kann man abschätzen, ob die Maßnahmen zum Klimaschutz ausreichend und wirksam sind, und zukünftige Generationen vor großen Klimaänderungen bewahrt werden können.

¹ Dieser Beitrag erläutert die Präsentation des entsprechenden Hauptvortrags am 4. März 2013 auf der Jahreshaupttagung der Deutschen Physikalischen Gesellschaft in Dresden.

Offensichtlich hatten die bisherigen Maßnahmen zur Verminderung von Emissionen klimawirksamer Gase keine Wirkung. Der Trend der CO₂ Konzentrationen der letzten Jahre bewegt sich oberhalb der A-Szenarien. Da die Halbwertszeit der Immobilisierung des CO₂ in geologische Schichten mehrere hundert Jahre beträgt, ist es nicht möglich, von einem Trend mit hoher Klimawirksamkeit auf einen Trend mit niedriger Klimawirksamkeit zu wechseln (Stocker, 2013). Damit zählt jedes Jahr, in dem die Menschheit bei einem hohen Emissions-Niveau lebt. Wirtschafts- und Finanzkrisen konnten diesen ansteigenden Trend bislang auch nicht nachhaltig ändern. Obwohl die Nutzung von Erdöl im letzten Jahrzehnt leicht zurückging, stieg die Herstellung von Zement (beim Brennen von Zement wird CO₂ freigesetzt) und die Nutzung von Kohle an.

Es gibt zunehmende Anzeichen, dass sich das Klima bereits jetzt, im Vergleich zum Jahr 1900 geändert hat. Es stiegen die Temperatur- und Niederschlags extreme (Trockenheit und Starkregenereignisse), und es gibt Anzeichen für eine Zunahme der Windgeschwindigkeiten mit schwerwiegenden Folgen auf der Landoberfläche.

Unabhängig von der CO₂ Bilanz wird die Strahlungsbilanz der Erde zusätzlich belastet durch Emissionen weiterer Spurengase aus der Landwirtschaft. Ein sehr langlebiges Spurengas ist das Lachgas (N₂O), das um den Faktor 300 klimawirksamer ist als CO₂, und das etwas kurzlebigeres Methan (CH₄), das „nur“ etwa zwanzigmal wirksamer ist als CO₂. Lachgas wird freigesetzt aus organischem und mineralischem Dünger in der Landwirtschaft. Methan wird vor allem von Wiederkäuern (Kühe, Schafe, Ziegen) bei der Gärung im Pansen erzeugt.

Die Klimabilanz wird in Deutschland weiterhin belastet durch die Einschränkung der Nutzung von Kernenergie. Die Bereitstellung von Kernenergie nahm in Deutschland ab. Der Verbrauch von Kohle, Erdgas und der Import von Elektroenergie stiegen an, ebenso die Bereitstellung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Umweltbundesamt, 2012).

Die Rolle der Bioenergie in der Klimabilanz

Vor diesem Hintergrund eines sich abzeichnenden Klimawandels, und einer Änderung in den Energiequellen, spielt die Nutzung von Energie aus Biomasse eine besondere Rolle. Die Überlegung dazu ist die, dass das CO₂ der Atmosphäre unter Nutzung von Sonnenenergie durch Nutzpflanzen gebunden wird, und bei der Verbrennung bilanz-neutral wieder an die Atmosphäre abgegeben wird. Die Frage ist, ob diese Bilanz in der Tat klimaneutral und nachhaltig ist (d.h. mit gleicher Leistung über Jahrzehnte erbracht werden kann). Darüber gibt es unterschiedliche Meinungen. Die Deutsche Akademie der Wissenschaften, Leopoldina (Leopoldina, 2012), und das Umweltbundesamt (2012) warnen vor einer Ausweitung der Nutzung von Biomasse für energetische Zwecke. Der Bioökonomierat der Bundesregierung (2012) und die Waldstrategie der Bundesregierung (2011) sehen dagegen eine Ausweitung der Nutzung von Biomasse für energetische Zwecke als unbedenklich an. In der Landwirtschaft werden zur Zeit 25% der Fläche bereits für industrielle und energetische Zwecke genutzt. Diese Fläche soll verdoppelt werden. Ebenso soll die forstliche Nutzung verdoppelt werden (Leopoldina, 2012; Schulze und Schulze, 2013).

In der Leopoldina-Studie wurden positive und negative Aspekte der energetischen Nutzung von Biomasse gegeneinander abgewogen. Für eine Biomassenutzung spricht die Möglichkeit der Nutzung von Abfällen (Gülle, Nahrungsreste) und die Speicherbarkeit von Biomasse. Gegen die energetische Nutzung von Biomasse spricht, (i) dass man Abfälle eher vermeiden sollte, und eine Abfall-basierte Energiewirtschaft ein falsches Signal setzt.

Darüberhinaus gibt es weitere Gründe, die gegen eine Ausweitung sprechen. Dazu gehört, (ii) dass Biomasse auf der Erde zwar vorhanden, aber nicht unbegrenzt erreichbar ist, (iii) dass die Flächeneffizienz wegen der Photonennutzung bei nur einer Wellenlänge sehr gering ist (0.1 bis maximal 2.0% der Sonneneinstrahlung), (iv) dass die landwirtschaftliche Biomasseproduktion assoziiert ist mit Emissionen weiterer Spurengase, die weitaus klimawirksamer sind als CO₂, (v) dass große Umweltschäden, insbesondere Verluste an Artenvielfalt, mit der Maximierung der Biomasseproduktion verbunden sind, und (vi) dass auf weiten Flächen der Erde die Biomasseproduktion durch Wasserknappheit, und in Zukunft auch durch Phosphatmangel, limitiert wird. Hinzu kommt, (vii) dass bei einer ständig noch wachsenden Menschheit die Produktion von Nahrungsmitteln Vorrang haben sollte vor der Produktion von Biomasse für Energiezwecke.

Bei der Entscheidung für oder gegen die energetische Nutzung von Biomasse sollte man die ursprüngliche Definition des Wortes „nachhaltig“ ins Gedächtnis rufen. Die Brundtland-Kommission der UN definierte im Jahr 1987 Nachhaltigkeit als eine „Entwicklung, die den Bedürfnissen der gegenwärtigen Generation entspricht, ohne die Möglichkeiten künftiger Generationen zu gefährden“ (UN Documents, 1987). Vor diesem Hintergrund empfahl die Leopoldina die energetische Nutzung von Biomasse auf wenige Prozent des Energiebedarfs einzuschränken.

Ein Problem bei einer Empfehlung gegen eine Ausweitung der energetischen Nutzung von Biomasse ist, dass zwar rein rechnerisch die globale Rate der Pflanzenproduktion hoch ist (ca. 60 Pg/Jahr), aber nur ein geringer Teil ist erreichbar. Running (2012) zeigt, dass etwa 25% dieser Produktion unterirdisch als Wurzelwachstum erfolgt, und damit nicht geerntet werden kann, ohne die Biomasse-Produktion zu beeinflussen, und etwa 25% der Produktion erfolgen in abgelegenen Regionen mit geringem Pflanzenwuchs (Wüsten, Gebirge, arktische Regionen). Nur 50% sind tatsächlich erreichbar, und davon nutzt der Mensch bereits 43% für Nahrung, Fasern, und Bauten. Nur 7% bleiben im Augenblick für andere Organismen. Es geht bei der energetischen Nutzung auch um die Frage, ob der Mensch den übrigen Bewohnern der Erde diese 7% noch nehmen soll, um den eigenen industriellen Energiebedarf zu decken. 60% der globalen Biomasseproduktion erfolgt in den Tropen und Subtropen.

Definition von Begriffen und Messverfahren

In diesem Zusammenhang ist es wichtig, verschiedene Begriffe zu definieren (Schulze et al., 2009). Die Photosynthese ist der Prozess, der CO₂ unter Nutzung von Sonnenenergie bindet. Da diese Größe indirekt über meteorologische Verfahren ermittelt wird, bezeichnet man diesen Input als Brutto-Produktivität (Gross Primary Production, GPP). Die Pflanzen benötigen einen Teil dieser Kohlenhydrate für den eigenen Metabolismus, d.h. es werden Kohlenhydrate zu CO₂ abgebaut in der „Autotrophen Atmung“. Es bleibt die Netto-Primärproduktion (NPP) als ober- und unterirdisches Pflanzenwachstum. Ein Teil dieser Menge wird vom Menschen geerntet, ein Teil bleibt als Holz für mehrere Jahre in der Pflanze gespeichert, und ein Teil der NPP geht in den Boden als tote Biomasse (Blätter, Wurzeln). Der Boden gewinnt zusätzlich Kohlenstoff durch organischen Dünger. Der Kohlenstoff, der in den Boden gelangt, wird abgebaut durch „Heterotrophe Atmung“ von Mikroorganismen. Es gibt C-Verluste durch Feuer und Austräge von gelöstem Kohlenstoff ins Grundwasser. Die C-Bilanz aus all diesen Auf- und Abbauprozessen bezeichnen wir als „Netto-Biome-Produktivität“ (NBP), wobei das Wort „Biome“ die Tatsache kennzeichnet, dass dieser Wert nur auf Landschaftsebene und im Mittel über aller Bewirtschaftungsarten zu messen ist. Die NBP ist aber noch nicht die vollständige Größe, die in der Atmosphäre

wirksam wird. Es gibt Emissionen von weiteren klimawirksamen Spurengasen, und erst die „Netto Grünhausgas-Bilanz“ (NGB) ist die Größe, die die Atmosphäre „sieht“. Es ist wichtig zu erkennen, dass unterschiedliche Interessen ganz unterschiedliche Teile dieser Bilanz betrachten. Die Land- und Forstwirte sehen vor allem die Ernte, die meisten Ökologen sehen die NBP und die Klimaforscher interessiert allein die NGB.

Bevor ich in die Analyse der Produktionsbedingungen in der Land- und Forstwirtschaft eintrete, möchte ich erwähnen, wie diese globalen und kontinentalen Prozesse gemessen werden (Schulze et al., 2009). Man kann einerseits landoberflächen-gebunden alle Ökosysteme und Landnutzungsformen messen, und ihr Leistungen addieren. In diesem Falle addieren sich aber auch alle Messfehler und Unsicherheiten. Es gibt keine Verifikation des Ergebnisses. Andererseits kann man atmosphären-basiert die Konzentration von Gasen in der Atmosphäre messen und über meteorologische Modelle zurückverfolgen, woher die Luftmassen stammen. Auch dies ist mit großen Unsicherheiten verbunden. Eine gewisse Sicherheit, dass Messgrößen quantitativ richtig sind, gibt es erst dann, wenn land-basierte und atmosphären-basierte Messungen übereinstimmen. Im Rahmen des EU-Projektes CarboEurope wurden zu diesem Zweck über Europa 24 Flugplätze für das Sammeln von Luftproben in der atmosphärischen Grenzschicht genutzt, es gab 31 Stationen, die kontinuierlich die Konzentration von Spurengasen in der Atmosphäre gemessen haben. Etwa 100 Meßtürme untersuchten die Flüsse über Ökosystemen, und es wurden 51 Ökosystem-Beobachtungsstationen betrieben.

Emissionen aus der Landnutzung im Europäischen Vergleich

Schulze et al (2009) zeigen eine sehr gute Übereinstimmung der Messungen atmosphären-basierten und land-basierter CO₂ Flüsse. Die auftretenden Unsicherheiten sind aus unterschiedlichen Gründen hoch. Die atmosphären-basierten Messungen enthalten die stochastische Unsicherheit von Turbulenzen im Wettergeschehen der Atmosphäre. Es handelt sich somit um eine statistische Unsicherheit. Die land-basierten Messungen enthalten die geographische Variation von Klima- und Bodenbedingungen über Europa, d.h. es handelt sich nicht um eine statistische Unsicherheit, sondern um die geographische Variation der Bedingungen über Europa. Beim Methan weisen die atmosphären-gebundenen Messungen auf höhere Emissionen hin als die land-gebundenen Messungen, d.h. es wurden anscheinend land-gebundene Quellen durch Messungen auf dem Boden nicht erkannt. Dies ist durchaus möglich, da es z.B. keine Messstation in NW-Deutschland gab. Beim Lachgas wird eine höhere Emission am Boden gemessen als in der Atmosphäre. Dies könnte ebenfalls an der Art der land-basierten Probenahmen begründet sein. Die NO_x-Flüsse sind dagegen sehr ähnlich. Die Spurengas-Bilanzen der land- und atmosphären-gebundenen Messungen unterscheiden sich nicht. Europa ist zwar hinsichtlich des Kohlenstoffs eine Senke, aber hinsichtlich der Spurengasbilanz eine geringfügige Quelle.

Vergleicht man die verschiedenen Landnutzungen (Schulze et al., 2010), so sieht man, dass sich Wald, Wiese und Acker hinsichtlich der jährlichen Photosynthesebilanz nicht unterscheiden. In allen Systemen werden ausreichend viele Blätter ausgebildet, um die zur Verfügung stehende Photonenmenge zu verarbeiten. GPP wird vor allem von der geographischen Lage bestimmt. Unterschiede ergeben sich durch die Assimilatverteilung. Bäume sind die einzige Pflanzenform, die Kohlenstoff oberirdisch über Jahrzehnte speichert (wobei hinzugefügt werden muss, dass diese Menge am Ende der Umtriebszeit genutzt wird). Das Grünland hat eine höhere NBP als der Wald. Dies liegt am hohen Wurzelumsatz der Gräser. Da das Grünland aber vor allem zur Aufzucht von Wiederkäuern (Kühe, Schafe) genutzt wird, kommt es zu hohen Methanemissionen, und unter Anrechnung

dieser Emissionen liegt die Netto-Grünhausgas-Bilanz unter der des Waldes. Völlig anders sieht es in der Agrarwirtschaft aus. Die meiste Biomasse wird geerntet. Die NBP ist positiv, d.h. die Agrarländer emittieren CO₂, das aus dem Abbau von altem Humus stammt. Zusätzlich emittieren die Agrarländer große Mengen an N₂O und Methan. In der Summe entsprechen diese Emissionen den „Senken“ in der Forst- und Grünlandwirtschaft.

Bei den Zahlen handelt es sich um Durchschnittswerte über Europa. Bei geographischer Betrachtung ist Deutschland „Europameister“ bei der Emission von Methan, N₂O, und CO₂.

Biomasseproduktion in der Forstwirtschaft

Die Situation in der deutschen Forstwirtschaft ist dadurch geprägt, dass in Deutschland fast doppelt so viel Holz importiert als geerntet wird (Seintsch, 2011). Der Bedarf der Holzwirtschaft übersteigt den Zuwachs der deutschen Wälder bei weitem. Es besteht Holzangel, der durch Importe gedeckt wird. Das wichtigste Sortiment, das importiert wird, ist aber geringwertiges Nadelholz für die Papierindustrie, wobei Deutschland gleichzeitig großer Exporteur für Papier ist.

Man könnte den Bedarf an Holz besser gerecht werden, indem man an geeigneten Standorten schneller wachsende Baumarten anbaut (z.B. Douglasie). Dies wird aber vom Naturschutz abgelehnt, da es keine heimische Baumart ist. Die Douglasie wuchs aber in Deutschland vor den Eiszeiten. Sie starb im Pleistozän aus und überlebte in NW-Amerika. Alternativ könnte man zu Kurzumtriebsplantagen übergehen, um den Holzbedarf zu decken. Auch dies wird vom Naturschutz nicht gerne gesehen, denn es würden dann dicke Bäume als Nistplatz für Höhlenbrüter fehlen.

Ein zusätzlicher und steigender Bedarf besteht für Energieholz. In Deutschland werden z. Zt. jährlich ca. 30 Mio. m³ Energieholz verbraucht. Der größte Teil davon wird importiert (Pellets). Es wäre aber im Sinne des Klimaschutzes vernünftiger, Holz nicht direkt zu verbrennen, sondern die energetische Nutzung erst nach einer stofflichen Nutzung anzufügen, d.h., das Holz ginge durch eine Nutzungskette und wird verbrannt, wenn es stofflich nicht mehr nutzbar ist. Da die Forstwirtschaft aber an dieser Nutzungskette wirtschaftlich nicht beteiligt ist, wird Energieholz direkt angeboten. Bei Verbrennung in Kraftwerken wird dieses Holz durch das Energieeinspeisungsgesetz zusätzlich subventioniert, d.h. Energieholz ist teurer als Zellstoffholz. Die Preise für Energieholz sind in den letzten 5 Jahren von 8 bis 10 €/m³ auf etwa 50 €/m³ gestiegen. Diese wirtschaftliche Situation führt zu einer Übernutzung der Wälder. Zusätzlich zum Stammholz wird inzwischen auch das so genannte „Waldrestholz“ genutzt (Mantau, 2012). Das sind die Äste und Zweige der Baumkronen, die im Wald verbleiben sollten, um den Nährstoffkreislauf des Walds nicht zu unterbrechen. Eine Nutzung des Waldrestholzes führt zwangsläufig zu Nährstoffmängeln und zur Versauerung der Böden, die technisch mit dem Hubschrauber durch Wald-Kalkungen saniert werden. Diese Kalk-Düngungen enthalten auch Phosphat und Spurenelemente, und diese „Volldüngung“ bewirkt einen starken Abbau der Humusschicht des Waldbodens bei gleichzeitiger Emission von N₂O. Die Senkenwirkung des Waldes wird damit zunichte gemacht.

Es ist aber nicht nur der Bedarf an Holz für industrielle Wärme- und Stromgewinnung gestiegen, sondern auch der Hausbrand mit Scheitholz (Schulze, 2013). Nach Mantau (2012) hat sich das Profil des Energieholzverbrauchs vom „Lustbrenner“ zum „Nutzbrenner“ verschoben. Der Bedarf ist so groß, dass er aus Inlandsproduktion nicht gedeckt werden kann, wobei die Scheitholzverbrennung in Öfen nicht nur mit einer Emission an Feinstaub verbunden ist, sondern auch große Mengen Methan, N₂O und CO

freisetzt. In der Summe stellt man fest, dass Holz zwar nachwachsend, aber nicht unbegrenzt verfügbar ist, und dass das Holz bei der Verwendung zusätzliche Emissionen langlebiger Spurengase verursacht.

Es gibt ein steigendes Umweltbewusstsein in der Bevölkerung. Man ist bereit, höhere Strompreise zu zahlen für „grüne“ Energie, man verbaut mehr Holz (meist Nadelholz) und man heizt die Wohnung mit Holz und nicht mit fossilen Brennstoffen. Dies führt zu einem Nutzungsdruck auf den Wald und zu zusätzlichen klimawirksamen Emissionen. Gleichzeitig fordert diese umweltbewusste Bevölkerung mehr Freiraum im Wald für Erholung und den Schutz alter Wälder vor einer Nutzung zugunsten einer Biodiversitätserhaltung. Man fordert mehr Laubwald und bestimmte Mengen an Totholz zum Schutze der Käfer. In der Realität führt das Streben nach umweltgerechtem Leben zu einer Erhöhung forstlicher Nutzung, und zur Verknappung des Rohstoffes Holz. Der Lebensstil relativiert die Forderungen nach Erhalt von Biodiversität und freier persönlicher Entfaltung in der Natur. Schulze (2013) fasst die Situation in Anlehnung an Pierre Vergniaud, einem Führer der Girondisten in der Französischen Revolution, zusammen: „Die Energiewende ist wie Saturn, sie frisst ihre eigenen Kinder“

Biomasseproduktion in der Landwirtschaft

Die Situation in der Landwirtschaft ist dadurch geprägt, dass in viel höherem Maße als im Forst Düngemittel ausgebracht werden, und damit erhebliche Emissionen von N₂O und Methan auftreten. Deutschland rechnet die Emissionen aus der Landwirtschaft im Rahmen des Kyoto-Protokolls zum Klimaschutz nicht an. Man verrechnet zwar den Zuwachs der Wälder gegen die industriellen Emissionen, ignoriert aber die Emissionen aus der Landwirtschaft. Dabei werden etwa 20% der landwirtschaftlichen Fläche Deutschlands nicht mehr für die Erzeugung von Nahrungsmitteln verwendet, sondern für energetische Zwecke und für die Gewinnung von Ölen als Kraftstoffersatz im mobilen Verkehr. Diese Nutzungen sind umstritten. So verfehlte z.B. der Rapsdiesel den Nachhaltigkeitsnachweis der EU (Gilbert, 2012). In Hinblick auf den Klimaschutz sind die Emissionen aus der Landwirtschaft bedeutsam. 50% der Europäischen Methan-Emissionen, 70% der N₂O Emissionen und 90% der Ammoniak Emissionen stammen aus der Landwirtschaft, und all das wird von Deutschland in einer Klimabilanz nicht verrechnet.

Die Landwirtschaft hat gegen die Studie der Leopoldina Stellung genommen (Hemmerling, 2012) und ausgeführt, dass in der Landwirtschaft primär Futtermittel erzeugt werden (2.3 Mio. t Frischgewicht). Die Ölgewinnung für Biotreibstoffe sind ein Nebenprodukt (2.0 Mio. t). Rechnet man die von der Landwirtschaft genannten Mengen in Kohlenstoff um, und rechnet zu Gunsten der Landwirtschaft mit Trockengewichten und nicht mit Frischgewichten, dann kehrt sich die Situation um. Die Landwirtschaft erzeugt 1.7 Mio. t C Öle für Biodiesel und nur 1.1 Mio. t C für Futtermittel. Damit dient die Landwirtschaft primär einer industriellen Produktion und nicht mehr der Ernährung. Sie müsste daher, vergleichbar einem mittelständigen Industriebetrieb, auch für die Emissionen haften. Aus den 1.1 Mio. t C in Futtermitteln und den 2.6 Mio. t C Importen von Sojabohnen werden unter Verwendung zusätzlicher 75 Mio. t Rohfutter ca. 3.1 Mio. t Fleisch und Milchwaren erzeugt. Dem stehen Emissionen von etwa 75 Mio. t C-äquivalenten an klimawirksamen Spurengasen gegenüber, die ohne Kosten in der Atmosphäre entsorgt werden. 50% der Ware werden exportiert, aber 100% der Emissionen belasten die Atmosphäre über Deutschland. Ein Teil der Biomasse (vor allem Mais) wird zu Methan vergoren, und die Reste der Vergärung werden auf dem Acker zusätzlich zu der mineralischen Düngung ausgebracht. Die angebaute Feldfrucht kann diese Mengen an Dünger nicht verwerten, und

daher kommt es großflächig in Deutschland zu Austrägen von Nitrat ins Grundwasser (Spiegel 2011).

Trotz aller Anstrengung der Landwirtschaft, die Produktion von Biomasse zu steigern, reicht dies nicht aus, um den Bedarf an Biodiesel und Bioethanol zu decken. Die Importe aus Nord- und Südamerika übersteigen die eigene Produktion um ein Vielfaches (Chum et al, 2011). Der zukünftige Bedarf wird mit einer Umstellung der Wirtschaft von Produkten aus fossilen Brennstoffen (Plastik-Produkte) auf bio-basierte Produkte weiterhin steigen. Im Augenblick werden noch ca 60% der Biomasse genutzt, um mit Kühen und Schafen Fleisch, Milch und Methan zu erzeugen.

Ausblick

Die Menschheit hat eine Grenze erreicht, bei der natürliche Ökosysteme (lokal) kollabieren. Sofern die globalen Temperaturen um 4 bis 6 °C steigen, werden große Teile der Erde bereits 2050 unbewohnbar sein. Die Erzeugung der Bioenergie aus der Landwirtschaft verstärkt diesen Trend durch Emissionen an klimawirksamen Gasen, die bislang in der Klimabilanz nicht angerechnet werden. Die Politik ignoriert das Problem.

Es gibt wenige Optionen zur Vermeidung des derzeitigen Klimatrends:

Energie sparen wäre wohl die wichtigste Option. Das muss nicht nur eine Wärmedämmung an Häusern, sondern es könnte auch eine z.B. verminderte Leuchtreklame sein. Sofern Emittoren für ihre Emissionen zahlen müssten, wäre ein klima-schonender Einsatz von Düngemitteln möglich. Die Vermeidung von Fleisch und Milchprodukten würde die Emissionen ebenfalls senken, aber in Hinblick auf das Verhalten in aufstrebenden Industrienationen ist dies ebenso unrealistisch, wie die Einschränkung des Handels mit Bioprodukten.

Somit bleibt nur die Hoffnung auf eine Entwicklung von Technologien zur katalytischen Herstellung von Kohlenwasserstoffen.

Literatur

BioÖkonomieRat (2012) Nachhaltige Nutzung von Bioenergie. Berlin, 35pp

Chum H, Faaij A, Moreira J et al (2011) Bioenergy. In IPCC Special report on renewable Energy sources and climate mitigation. (O Edenhofer et al. eds.) Cambridge university Press, Cambridge, 209-332

Gilbert N (2012) Rapeseed biodiesel fails sustainability test. Nature, DOI: 10.1038/nature.2012.11145

Hemmerling U (2012) Gefällige Naturwissenschaftler und öffentliche Empörung. Dbk 9/12: 4-5

IPCC (2007) Climate Change 2007. The physical science basis. Intergovernmental Panel of Climate Change, Cambridge University Press, Cambridge, 996pp

Keeling RF, Piper SC, Heimann M (1996) Global and hemispheric CO₂ sinks deduced from changes in atmospheric O₂ concentration. Nature 381: 218-211

Leopoldina (2012) Statement: Bioenergy – Chances and Limits. Nationale Akademie der Wissenschaften. Halle, 118 pp www.leopoldina.org

Mantau U (2012) Holzrohstoffbilanz Deutschland. Entwicklungen und Szenarien des Holzaufkommens und der Holzverwendung 1987 bis 2015. Hamburg 2012, 65pp

- Palaeosens Project Members (2012) Making sense of palaeoclimate sensitivity. *Nature* 491: 684-690
- Peters GP, Andrew RM, Boden T, Canadell JG, Ciais P, Le Quéré C, Marland G, Raupach MR, Wilson C (2012) The challenge to keep global warming below 2°C. *Nature Climate Change* Vol. 3, Issue 1, pp. 4-6
- Running SW (2012) A measurable planetary boundary for the biosphere. *Science* 337: 1458-1459
- Schulze (2013) Die Energiewende frisst ihre Kinder: Klimaverträglichkeit und Nachhaltigkeit einer steigenden Waldnutzung. *Politische Ökologie* 132: 63-67
- Schulze ED, Ciais P, Luysaert S, et al. (2010) The European carbon balance. Part 4. Integration of carbon and other trace gas fluxes. *Global Change Biology* 16: 1451-1469. DOI: 10.1111/j-2486.2009.02215.x
- Schulze ED, Luysaert S, Ciais P et al. (2009) Importance of methane and nitrous oxide for Europe's terrestrial greenhouse-gas balance. *Nature Geoscience* 2: 842-850, DOI: 10.1038/ngeo686
- Schulze ED, Schulze I (2013) Wer will was vom Wald? *AFZ* 6/2013: 7-10
- Seintsch B (2011) Holzbilanzen 2009 und 2010 für die Bundesrepublik Deutschland. Arbeitsbericht 04/2011, Zentrum Holzwirtschaft, Uni Hamburg 20pp
- Spiegel (2011) Chemischer Zustand des Grundwassers in den Flusseinzugsgebieten. *Der Spiegel* 32/2011: 40
- Stocker, TF (2013) The closing door of climate targets. *Science* 339: 280-282
- Umweltbundesamt (2012) Globale Landflächen und Biomasse nachhaltig und ressourcenschonend nutzen. Umweltbundesamt, Dessau, 96pp
- UN Documents (1987) Report of the world Commission on Environment and Development: Our common future. UN General Assembly, Annex to document A/42/427. Development and International Cooperation: Environment. New York, 300 pp
- Waldstrategie (2011) Nachhaltige Waldbewirtschaftung – eine gesellschaftliche Chance und Herausforderung. BMELV, Berlin, 35pp

Prof. Dr. (em.) Ernst-Detlef Schulze
 Max-Planck Institut für Biogeochemie
 Postbox 100164
 D-07701 Jena
 Germany

Potential und thermische Eigenschaften der tiefen hydrothermalen Wärmereservoirs in Berlin

Oliver Kastner, Guido Blöcher, Judith Sippel, Sven Fuchs, Kemal Erbas, Magdalena Scheck-Wenderoth, Ernst Huenges, Deutsches GeoForschungsZentrum, Potsdam

Abstract

Die geothermische Wärme des Tiefengesteins stellt ein großes Energiepotential dar, welches in Deutschland heute noch weitgehend unerschlossen ist. Dieser Beitrag behandelt Fragestellungen zur Erschließung dieses Potentials speziell im Nord-Ostdeutschen Becken. In den Gesteinyporen der Tiefengesteine dieses Gebiets liegt heißes Thermalwasser vor, dessen Wärmepotential durch Tiefenbohrungen nutzbar gemacht werden kann. Charakteristisch ist ein im Mittel linearer Temperaturverlauf mit einem moderaten Gradienten von ca. 3°C pro 100 Meter Tiefe. Eine direkte Nutzung dieses hydrothermalen Wärmepotentials zur Wärmeversorgung ist ab Tiefenlagen von etwa 1500 Metern möglich; ab ca. 3000 Meter Tiefe erlaubt das Temperaturniveau die Umwandlung des Wärmepotentials in Strom oder in Kälte.

Hydrothermales Wärmepotential für Berlin

Unter geothermischer Energieversorgung versteht man die technische Nutzung der Erdwärme aus unterschiedlichen Tiefenlagen. Es ist allgemein bekannt, dass die Temperatur des Untergrundes mit der Tiefe zunimmt. Wie stark diese Zunahme ist, hängt von der Geologie des Untergrundes ab. Die Gesteine des Untergrundes in Berlin sind in geologischen Zeiträumen durch Sedimentationsprozesse geformt worden. Hier steigt die Temperatur im Mittel um ca. 3°C pro 100 Meter Tiefe an. In einer Tiefe von 2000 Metern beträgt die Temperatur damit ca. 60-70°C. Die geologische Struktur des Untergrunds wird auf der Grundlage vorhandener Bohrungen interpretiert. Im Berliner Umland befinden sich an sechs Standorten tiefe Bohrungen (tiefer als 1,5 km): In Velten, Oranienburg, Seefeld, Rüdersdorf, Groß Ziethen und in Potsdam; im Berliner Stadtgebiet liegen zwei weitere tiefe Bohrungen, im Westen (Grunewald) und im Osten (Wartenberg). Diese Bohrungen liefern das einzige empirische Wissen zur geologischen Situation der Region bis zu ca. 4 km Tiefe. Alle diese Bohrungen weisen zwei Gesteinsformationen aus, die prinzipiell für eine geothermische Nutzung in Frage kommen: Der Buntsandstein und das Sedimentär Rotliegend. Bei diesen Formationen handelt es sich um Wechsellagerungen aus Sand-, Silt- und Tonsteinen mit hohem Sandsteinanteil, in dessen Gesteinyporen heißes Wasser enthalten ist. Man findet sie im Bereich Berlins flächendeckend in variabler Tiefenlage und mit unterschiedlichen Mächtigkeit vor. In den genannten Bohrungen wird der Buntsandstein in Tiefen von ca. 500-3000 Metern angetroffen, das Sedimentär Rotliegend in Tiefen von ca. 3200-4800 Metern. Entsprechend dieser Tiefenlagen variieren die Temperaturen des Buntsandsteins zwischen etwa 20 und 100°C und die des Sedimentär Rotliegend etwa zwischen 100 und 150°C. Das Porenwasser des mittleren Buntsandsteins kann daher zum direkten Heizen von Gebäuden verwendet werden, während das Porenwasser des Sedimentär Rotliegend sich auch zur Erzeugung von Kälte und Strom eignet. Man spricht von hydrothermalen Geothermie, da der Wärmeträger das natürliche Porenwasser des Gesteins ist, das durch Bohrungen erschlossen werden kann. Das Wärmepotential des Berliner Untergrunds kann auf der Grundlage geologischer Modelle abgeschätzt werden.

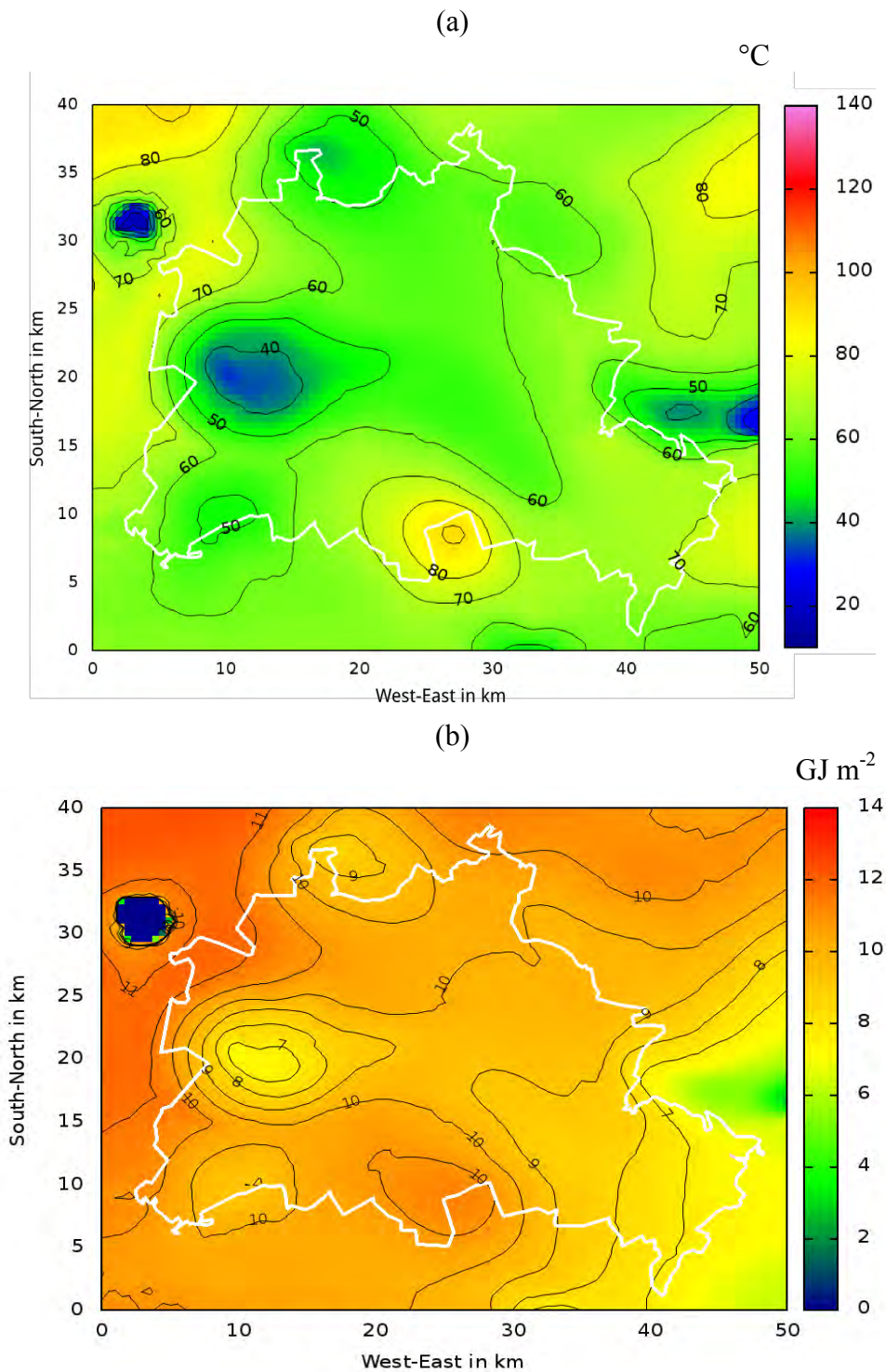


Abbildung 1: Temperatur (a) am Top des mittleren Buntsandsteins und hydrothermales Wärmepotential (b) im Bereich Berlins nach Modellrechnungen. Temperaturen in $^{\circ}\text{C}$ und Energiedichten der im Porenwasser vorhandenen Wärme in Gigajoule pro Quadratmeter (projiziert auf die Oberfläche). Das Modell sagt für diese Formation im Mittel eine Wärmedichten von ca. 10 Gigajoule pro Quadratmeter voraus [4].

Diese Modelle liefern Potentialkarten, wie sie in Abbildung 1(b) für den mittleren Buntsandstein illustriert ist (entnommen aus Quelle [4]). Diese Potentialkarten basieren auf Strukturmodellen des Untergrunds, die am Deutschen GeoForschungsZentrum entwickelt wurden [1-4]. Zusätzlich benötigte geophysikalische Zustandsdaten werden statistisch aus den vorhandenen Bohrlochmessungen abgeleitet. Abbildung 1(b) zeigt das Ergebnis einer Potentialabschätzung für den Mittleren Buntsandstein. Dargestellt ist die im Porenwasser enthaltene Energiedichte pro Quadratmeter an der Oberfläche. Man erkennt, dass das Modell für das Porenwasser des mittleren Buntsandsteins eine Energiedichte von etwa 10 Gigajoule pro Quadratmeter voraus sagt. Im Berliner Stadtgebiet erwartet man diese Gesteinsformation in Tiefen von 1670-1870 Meter, wo die Temperatur ca. 60-70 °C beträgt, siehe Abbildung 1(a).

Mit diesen Zahlen kann eine Abschätzung des Wärmepotentials des porengelassenen Thermalwassers im Berliner Untergrund vorgenommen werden. Dazu müssen die ermittelten Energiedichten mit der Fläche Berlins multipliziert werden. Diese Überschlagsrechnung liefert eine Wärmemenge von ca. 2,4 Petawatt-Stunden Wärmeinhalt im Porenwasser des mittleren Buntsandsteins und ca. 2,5 Petawatt-Stunden im Porenwasser des Sedimentär Rotliegend. Zusammen entspricht die im Porenwasser der beiden Formationen vorhandene Wärme damit dem ca. 125-fachen des Berliner Wärmebedarfs des Jahres 2009. Diese beträchtliche Wärmemenge beinhaltet dabei noch nicht die in der Gesteinsmatrix gespeicherte Wärme, deren Betrag allein in diesen beiden Formationen etwa drei mal so groß ist, wie der des Porenwassers. Das Modell sagt also ein beachtliches hydrothermales Potential für Berlin voraus.

Nach Lage des Kenntnisstands kann heute noch keine abschließende Beurteilung darüber gegeben werden, wie groß der förderbare Anteil der prognostizierten Wärmeenergie ist. Dazu muss die geologische Situation am Bohrpunkt genau bekannt sein. Die unvollständige Datenlage, die in der Modellrechnung durch statistische Methoden kompensiert wurde, verursacht im Rahmen der Erschließung ein Fündigkeits- und Förderrisiko. Die Schwankungsbreiten der relevanten hydraulischen Einflussgrößen sind in Nordostdeutschen Becken beachtlich und verursachen ein Fündigkeitsrisiko. In wirtschaftlicher Hinsicht bilden dieses Fündigkeitsrisiko ein Investitionsrisiko ab, welches die unternehmerische Erschließung des hydrothermalen Potentials in Berlin bisher verhindert hat. Das Fündigkeitsrisiko – und das daraus resultierende Investitionsrisiko – kann nur durch bohrtechnische Erkundungen sicher gesenkt werden und adressiert einen öffentlichen Forschungsbedarf.

Thermische Eigenschaften

Eine wiederkehrende Frage beschäftigt sich mit einer möglichen Beeinflussung der Oberflächentemperatur durch Wärmetransport aus der Tiefe. Diese Frage führt auf den Charakter des Wärmetransports im Untergrund des Betrachtungsgebietes und dessen thermischen Eigenschaften. Die natürliche Temperaturverteilung hat sich über geologische Zeiten während der allmählichen Abkühlung der Erdkruste eingestellt. Die heutige Temperaturverteilung ist dabei durch einen konduktiven Wärmefluss vom heißen Erdkern zur Erdoberfläche geprägt. Sie wird in geringem Maß auch durch den Zerfall radioaktiver Isotope in der Erdkruste beeinflusst, die eine volumetrische Wärmeproduktion verursachen. Diese Prozesse bewirken im Bereich Berlins eine geothermische Wärmestromdichte von ca. 80-90 mW pro Quadratmeter [6-8]. In hydrothermalen Wärmeanlagen werden die heißen Porenwässer durch Förderbohrungen zur Oberfläche gepumpt. Aus hydraulischen Gründen und wegen der hohen Salinitäten muss das Porenwasser nach der oberflächigen Extraktion der

Wärme in das Reservoir zurückgefördert werden. Dies geschieht durch eine zweite Bohrung, die Injektionsbohrung; man spricht von einem Dublettensystem. Das zurück geförderte Kaltwasser verdrängt dabei das im Bereich der Injektionsbohrung vorliegende, heiße Porenwasser unter Ausprägung einer Kaltwasserblase [5,9]. Der untertägige Abstand von Förder- und Injektionspunkt wird so gewählt, dass diese Kaltwasserblase den Produktionspunkt im Reservoir während der Nutzungsdauer nicht erreicht. Die Vermeidung eines thermischen Durchbruchs während der Betriebszeit wird durch das Design gewährleistet.

Die durch das zurück geförderte Kaltwasser induzierten thermischen Effekte können anhand einer thermodynamischen Betrachtung des untertägigen Wärmetransports bewertet werden. Grundsätzlich ist dabei sowohl ein konvektiver, als auch ein nicht-konvektiver Wärmetransport zu berücksichtigen. Der konvektive Wärmetransport betrifft die an das Porenwassers gebundene Wärmeenergie, die durch natürliche Fluidbewegungen im Gebirge transportiert wird. Der nicht-konvektive Wärmetransport betrifft die konduktive – Fourier'sche – Wärmeleitung. Diese wird durch Temperaturgradienten bewirkt.

Das regionale Strömungs-Regime des Porenfluids in den tiefen Formationen von Sedimentbecken ist weitgehend unbekannt und stellt heute ein Gebiet aktiver geologischer Forschung dar. Speziell für das Norddeutsche Becken – und das darin gelegene Land Berlin – liegen keine verfügbaren Messdaten vor. Modellrechnungen für dieses Gebiet zeigen, dass Gravitätseffekte unter Wirkung thermischer und stofflicher Gradienten Fluidbewegungen in der Größenordnung von Millimetern bis Zentimetern pro Jahr induzieren können [7,8]. Diese Ergebnisse wurden durch Berechnungen für Regionen mit vergleichbar flachen Topologien bestätigt [9-13]. Größere natürliche Porenfluidströmungen werden in Gefällelagen des Grundgebirges der Sedimentbecken festgestellt [14], oder bei hohen Temperaturgradienten [15]; diese Situationen liegen für die Region Berlin nicht vor. Man muss daher davon ausgehen, dass die natürlichen Fluidgeschwindigkeiten hier in der oben genannten Größenordnung liegen. Sie sind im Vergleich zu den während eines Dublettensbetriebs induzierten Fluidgeschwindigkeiten im Reservoir (Größenordnung: 10-20 m/Jahr) nicht signifikant. In Folge dessen kann die natürliche Fluidkonvektion in Bezug auf den Wärmetransport im Reservoir offenbar vernachlässigt werden. Erfahrungen aus dem Bereich des saisonalen Wärmespeichers des Berliner Reichstags [16] und bei der Rückförderung kalten Injektionswassers im geothermischen in-situ Labor „Groß Schönebeck“ nördlich von Berlin [17] scheinen diese Auffassung in allgemeiner Weise zu bestätigen.

Abbildung 2 zeigt das Ergebnis von analytischen (a,b) und numerischen (c,d) Modellrechnungen der Erwärmung für ruhende Körper. Dabei zeigen (a,b) die Lösung des klassischen instationären Wärmeleitproblems einer kugelförmigen Domäne in einem unendlichen Wärmebad nach Fourier [18] und (c,d) die Wiedererwärmung Wasserblase im mittleren Buntsandstein im Raum Berlin. In (a) ist die Temperaturverteilung im Reservoir nach dem Ende der geothermischen Förderperiode durch einen sprungförmige Kältepole gekennzeichnet, der hier als Anfangsbedingung des zugehörigen Anfangs- und Randwertproblems dient, welches aus der Energiebilanz folgt. Die numerische Lösung bildet den Injektionsprozess und den nachfolgenden Temperatur-Ausgleichsprozess ab. Man erkennt anhand des in (d) dargestellten vertikalen Temperaturprofils, dass die Temperatur der Kaltwasserblase am Förderende in guter Näherung durch eine Sprungfunktion abgebildet werden kann. Die analytische und die numerischen Lösungen zeigen übereinstimmend, wie die Wiedererwärmung der kalten Wasserblase über die Zeit durch Zuleitung von Wärme aus den angrenzenden Bereichen stattfindet: Die Nachbar-

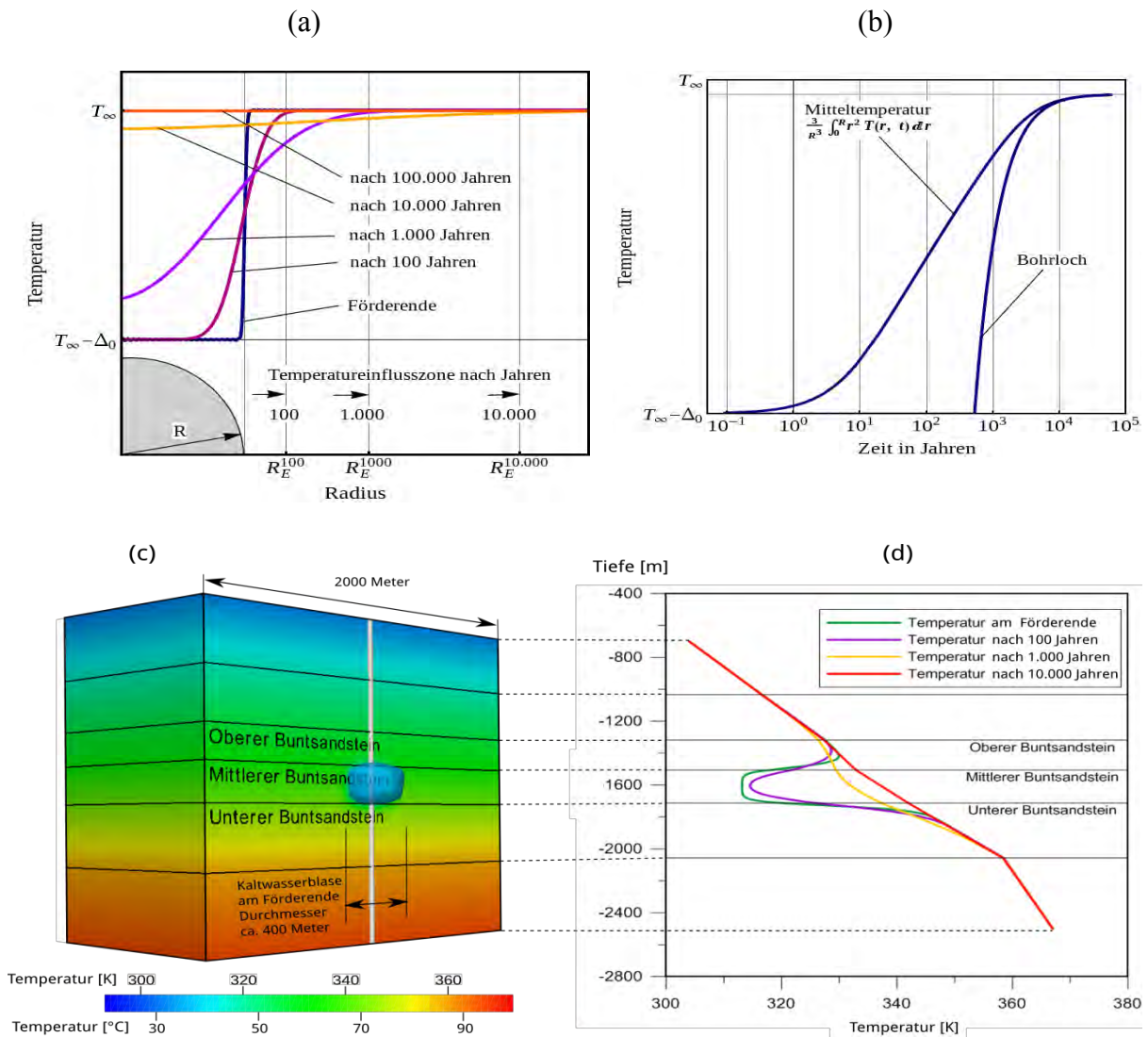


Abbildung 2: Modellierung der räumlichen und zeitlichen Entwicklung der Wiedererwärmung eines hydrothermalen Reservoirs im Nordostdeutschen Beckens nach dem Förderende. (a,b): Klassische, analytische Lösung: Radiale Erwärmung einer Kugel in einem ruhenden Wärmebad. (c,d): Numerische Lösung: Temperaturentwicklung einer in den Mittleren Buntsandstein injizierten Kaltwasserblase. Ein Kältepol in einer Tiefe zwischen -1.700 und -1.500 m beeinflusst die Oberflächentemperatur selbst in geologischer Zeit nicht.

Details: Lösung der zugehörigen Anfangs- und Randwertaufgabe in (a,b) für das radiale Temperaturfeld $T(t,r)$ nach der Fouriemethode unter der lateralen Randbedingung $T=\text{konstant}$ in weiter Entfernung sowie unter der Annahme konstanter Wärmeleitfähigkeit. Die radiogene Wärmeproduktion ($O(10^{-6}) \text{ W/m}^3$) ist hierbei vernachlässigt worden. (b) zeigt die gemittelte Temperatur der Kugel und die Temperatur in der Injektionsbohrung als Funktion der Zeit. Die Lösung in (c,d) zeigt das Temperaturfeld $T(t,x,y,z)$ einer injizierten Kaltwasserblase nach der Finiten-Elemente-Methode unter Strahlungs-Randbedingung an der Oberfläche und konstanter Temperatur in großer Tiefe unter Verwendung des Berlin-Modells [4,5]. Das numerische Modell in (c,d) berücksichtigt auch die radiogene Wärmeproduktion.

Nachbarschaften kühlen sich dabei zunächst ab, bevor langfristig der natürliche Grundzustand durch Wärmezufuhr aus dem Erdinnern wieder hergestellt wird. Wegen der geringen thermischen Leitfähigkeit des tiefen Untergrunds verläuft dieser Ausgleichsprozess sehr langsam und führt zu keiner fühlbaren Temperaturänderung an der Oberfläche. Eine Beeinträchtigung von Mensch und Natur durch einen Wärmeabbau in tiefen Reservoiren kann also sicher ausgeschlossen werden.

Zusammenfassung

Die Bewertung der hydrothermalen Ressourcen für Berlin stützt sich heute auf ein Strukturmodell, das die geologischen Hauptformationen auflöst, jedoch auf Grund fehlender Bohrlochdaten die zu erwartenden geologischen Heterogenitäten nicht auflösen kann. Es wird ein nominelles Wärmepotential prognostiziert, das den gesamten Heiz-Wärmebedarf Berlins über Jahrzehnte hinweg decken könnte. Bohrtechnische Erkundungen sind allerdings von Nöten, die lokalen Reservoir-Heterogenitäten zu charakterisieren, damit das Fündigkeitsrisiko – und damit das Investitionsrisiko – so weit gesenkt werden kann, dass die wirtschaftliche Erschließung der Ressourcen realisiert werden kann.

Nach heutigem Wissen ist ein Wärmeabbau in den genannten Sandsteinformationen mit keinem thermischen Risiko für die Biosphäre verbunden. Sedimentbecken stellen thermisch träge Wärmekörper dar, in denen der Wärmetransport überwiegend durch Wärmeleitung stattfindet. Der fühlbare Einflussbereich eines Wärmeabbaus in der Tiefe liegt in der Größenordnung des zwei- bis dreifachen der effektiven Reservoiremächtigkeiten und erreicht die Oberfläche damit nicht. Die thermische Relaxationszeit liegt im Bereich von Jahrtausenden. Dies bedeutet auch, dass eine natürliche, thermische Erholung des abgekühlten Thermalwassers während der Betriebszeit einer Anlage praktisch nicht stattfindet.

Das prognostizierte Wärmepotential erlaubt jedoch einen Betrieb von zukünftigen hydrothermalen Wärmeanlagen in Berlin über Jahrzehnte hinweg und bietet damit die Grundlage für die Amortisierung der Investitionen, die zu ihrer Errichtung erforderlich sind. Eine längerfristige energetische Nutzung des Untergrunds erfordert allerdings thermische Regenerierung. Diese kann durch die Entwicklung integrierter Strategien für den Anlagenbetrieb gefördert werden. Mögliche Szenarien werden zum Beispiel durch die guten Erfahrungen bei der Nutzung des Untergrunds als saisonale Wärmespeicher motiviert. Dabei wird die thermische Trägheit des Untergrunds zur saisonalen Speicherung von Wärme oder Kälte ausgenutzt. Ein prominentes Beispiel hierfür stellt der Saisonspeicher des Berliner Reichstag dar [16].

Damit die hydrothermale Geothermie in Deutschland ihr Potential entwickeln kann, können zwei notwendige Aktivitätsfelder benannt werden. Erstens geht es um die wissenschaftliche Erkundung des Untergrundes mit hinreichender räumlicher Auflösung zur Senkung des Fündigkeitsrisikos. In diesem Zusammenhang geht es auch um eine unabhängige Bewertungen der sicherheitsrelevanten Fragestellungen. Zweitens geht es um die Entwicklung von Implementierungsstrategien der neuen Technologie im Rahmen von Demonstrationsprojekten. Die Realisierung solcher Demonstrationsprojekte sollte jedoch eine unternehmerische Aufgabe der Teilnehmer am Wärmemarkt bleiben. Öffentliche Investitionshilfen bei der Technologieentwicklung oder dem Aufbau von freien Wärmenetzen könnten nötig sein, um den strukturellen Vorteil der konventionellen Versorgung aus fossilen Brennstoffen auszugleichen, die als Vergleichstechnologie die Wirtschaftlichkeitsanalysen der hydrothermalen Technologie maßgeblich beeinflusst.

Referenzen

- [1] V. Noack, Y. Cherubini, M. Scheck-Wenderoth, B. Lewerenz, T. Höding, A. Simon und I. Moeck. Assessment of the present-day thermal field (NE German Basin)- Inferences from 3D modelling. *Chemie der Erde* 2010, 70(S3): 47-62
- [2] A. Jaroch. Stratifizierung des hydrogeologischen 3D Modells von Berlin unter Berücksichtigung qualifizierter Bohrungsinformationen. Diplomarbeit, Technische Universität Berlin 2006
- [3] J. Sippel, S. Fuchs, M. Cacace, O. Kastner, E. Huenges und M. Scheck-Wenderoth. Deep 3D thermal modelling for the city of Berlin (Germany). Submitted to *Environmental Earth Sciences*, 2012.
- [4] O. Kastner, J. Sippel, M. Scheck-Wenderoth und E. Huenges. The deep geothermal potential of the Berlin area. Submitted to *Environmental Earth Sciences*, 2012.
- [5] G. Blöcher, G. Zimmermann, I. Moeck, W. Brandt, A. Hassanzadegan, F. Magri. 3D numerical modeling of hydrothermal processes during the lifetime of a deep geothermal reservoir. *Geofluids* (2010), 10(3):406-421, DOI: 10.1111/j.1468-8123.2010.00284.x
- [6] M. Cacace, B.O. Kaiser, B. Lewerenz und M. Scheck-Wenderoth. Geothermal energy in sedimentary basins: What we can learn from regional numerical models. *Chemie der Erde* 70 (2010) S3, 33–46.
- [7] B.O. Kaiser, M. Cacace, M. Scheck-Wenderoth und B. Lewerenz. Characterization of main heat transport processes in the Northeast German Basin: Constraints from 3-D numerical models. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems* 2011, 12(7).
- [8] B.O. Kaiser, M. Cacace und M. Scheck-Wenderoth. 3D coupled fluid and heat transport simulations of the Northeast German Basin and their sensitivity to the spatial discretization: different sensitivities for different mechanisms of heat transport. *Environ Earth Sci*. DOI 10.1007/s12665-013-2249-7
- [9] D. Mottaghy, R. Pechnig und C. Vogt. The geothermal project Den Haag: 3D numerical models for temperature prediction and reservoir simulation. *Geothermics*(2011), 40:199–210.
- [10] O. Schilling, H.A. Sheldon, L.B. Reid und S. Corbel. Hydrothermal models of the Perth metropolitan area, Western Australia: implications for geothermal energy. *Hydrogeology J.*, DOI 10.1007/s10040-012-0945-0.
- [11] J.P. Raffensperger und D. Vlassopoulos. The potential for free and mixed convection in sedimentary basins. *Hydrogeology Journal* (1999), 7: 505–520.
- [12] G. Graven. Continental-scale groundwater flow and geologic processes. *Annu. Rev. Earth Planet. Sci.* (1995), 23:89-117.
- [13] K. Bjørlykke, A. Mo und E. Palm. Modelling of thermal convection in sedimentary basins and its relevance to diagenetic reactions. *Marine and Petroleum Geology*, 1988, Vol 5, 338-351.
- [14] Y. Fan, C.J. Duffy und D.S. Oliver. Density driven groundwater flow in closed desert basins: field investigation and numerical experiments. *J. Hydrology* (1997), 196:139-184.

- [15] R.O. Fournier. Double-diffusive convection in geothermal systems: The Salton Sea, California geothermal system as a likely candidate. *Geothermics* (1990), 19(6): 481-496.
- [16] S. Kranz, J. Bartels, D. Gehrke, F. Hoffmann, M. Wolfgramm. Wärme- und Kältespeicherung in Aquiferen. *Fachmagazin für Brunnen- und Leitungsbau* (2008), 59(7-8): 34-43.
- [17] J. Henniges, W. Brandt, K. Erbas, I. Moeck, A. Saadat, T. Reinsch und G. Zimmermann. Downhole monitoring during hydraulic experiments at the in-situ geothermal lab Groß Schönebeck. *Proceedings, Thirty-Seventh Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, Stanford, California, January 30 - February 1, 2012, SGP-TR-194
- [18] M. Fourier. *Analytische Theorie der Wärme*. Übersetzung B. Weinstein. Berlin: Springer 1884.

PD Dr.-Ing. Oliver Kastner, Dr. Guido Blöcher,
Dr. Judith Sippel, Dr. Sven Fuchs,
Dr. Kemal Erbas, Prof. Dr. Magdalena Scheck-Wenderoth,
Prof. Dr. Ernst Huenges
Deutsches GeoForschungsZentrum
Telegrafenberg
D-14473 Potsdam
Germany

Zukünftige Herausforderungen der Elektrizitätsversorgung aus energiewirtschaftlicher Perspektive¹

Dominik Möst, Theresa Müller, Daniel K. J. Schubert, Lehrstuhl für Energiewirtschaft, TU Dresden

I. Einleitung

Bevor die Entwicklungen in der deutschen Energiewirtschaft aufgegriffen werden, wird kurz der globale und europäische Hintergrund skizziert. Ein wesentlicher Treiber der globalen Energienachfrage ist die Weltbevölkerung, die im Jahr 2011 die Anzahl von 7 Mrd. Menschen überschritten hat. Bis zum Jahr 2030 wird ein Anstieg der Weltbevölkerung auf ca. 8,5 Mrd. Menschen prognostiziert.¹ Mit dem Anstieg der weltweiten Bevölkerung und dem steigenden Energiebedarf pro Einwohner, insbesondere in Schwellen- und Entwicklungsländern, wird von einem weiteren Wachstum des globalen Energiebedarfs ausgegangen. Die internationale Energieagentur rechnet im World Energy Outlook mit einer Erhöhung des Primärenergiebedarfs von rund 42 % bis zum Jahr 2030, wobei der Anteil der fossilen Energieträger (Kohle, Erdgas, Erdöl) an der Primärenergie mit rund 80 % in der Referenzentwicklung nahezu konstant bleibt.² Damit einhergehend steigen die erwarteten weltweiten CO₂-Emissionen um knapp 40 %. Vor dem Hintergrund begrenzter Energievorräte und dem politischen Wunsch, den globalen CO₂-Ausstoß zu verringern, besteht damit die globale Herausforderung, eine sichere, finanzierbare und emissionsarme Versorgung mit Energie bereitzustellen.

Um vor den skizzierten Entwicklungen unter anderem zu einer nachhaltigen Entwicklung beizutragen und um die Chancen von Beschäftigungsmöglichkeiten auf lokaler Ebene (auch durch Exportmöglichkeiten) zu schaffen, hat sich die europäische Union erstmals im Jahr 2001 verbindliche Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien in der Stromversorgung für das Jahr 2010 gesetzt.³ Die Richtlinie 2009/28/EG⁴ setzt die Ziele zum Ausbau erneuerbarer Energien fort, wobei im Gegensatz zur Richtlinie aus dem Jahr 2001 die Ziele für das Jahr 2020 bezogen auf den Endenergieverbrauch (und nicht nur auf den Stromsektor) vorgegeben sind. Für Deutschland ist in der Richtlinie das Ziel 18 % für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Endenergieverbrauch im Jahr 2020 gesetzt, wobei im Jahr 2011 bereits 12,5 % des Endenergieverbrauchs aus erneuerbaren Quellen gedeckt wurden.⁵

Vor diesem globalen und europäischen Kontext sind die Entwicklungen und Herausforderungen der deutschen Energiewirtschaft zu sehen. Bereits vor der Katastrophe in Fukushima hat sich die Bundesregierung Ziele zum Ausbau erneuerbarer Energien gesetzt, die dann im Zuge der Diskussionen zur Energiewende verschärft wurden und stärker in die öffentliche Wahrnehmung gerückt sind. Bis 2020 sollen 35 %, bis 2030 50 %

¹ Der vorliegende Beitrag ist eine angepasste und aktualisierte Version des im Sammelband "Die deutsche Energiewende nach Fukushima. Der wissenschaftliche Diskurs zwischen Atomausstieg und Wachstumsdebatte" im Jahr 2013 im Metroplis-Verlag erschienenen Artikels „Herausforderungen und Entwicklungen in der deutschen Energiewirtschaft - Auswirkungen des steigenden Anteils an erneuerbarer Energien auf die EEG-Umlagekosten und die Versorgungssicherheit“.

und bis 2050 80 % des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien stammen.⁶ Die Ziele verdeutlichen, dass erneuerbare Energien in 2011 mit einem Beitrag von knapp über 20 % in der Stromerzeugung von einem heute eher kleineren Anteil zukünftig auf einen Beitrag mit Hauptverantwortung für die Elektrizitätsversorgung anwachsen sollen. Dies wird eine bessere Integration von erneuerbaren Energien in den deutschen Strommarkt erfordern. Bedingt durch den erwarteten Anstieg der EEG-Umlage und die kritischen Netzsituationen im Februar 2012⁷ sind in den letzten Monaten die Ausbauziele und das Erneuerbare-Energien-Gesetz stärker in die öffentliche Diskussion gerückt. Nachdem in den letzten Jahren der Schwerpunkt des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks eher auf den Themen Umwelt- und Klimaschutz lag (vgl. auch Abbildung 1), gewinnen unter den aktuellen Entwicklungen die Wirtschaftlichkeit und die Versorgungssicherheit wieder zunehmend an Bedeutung.

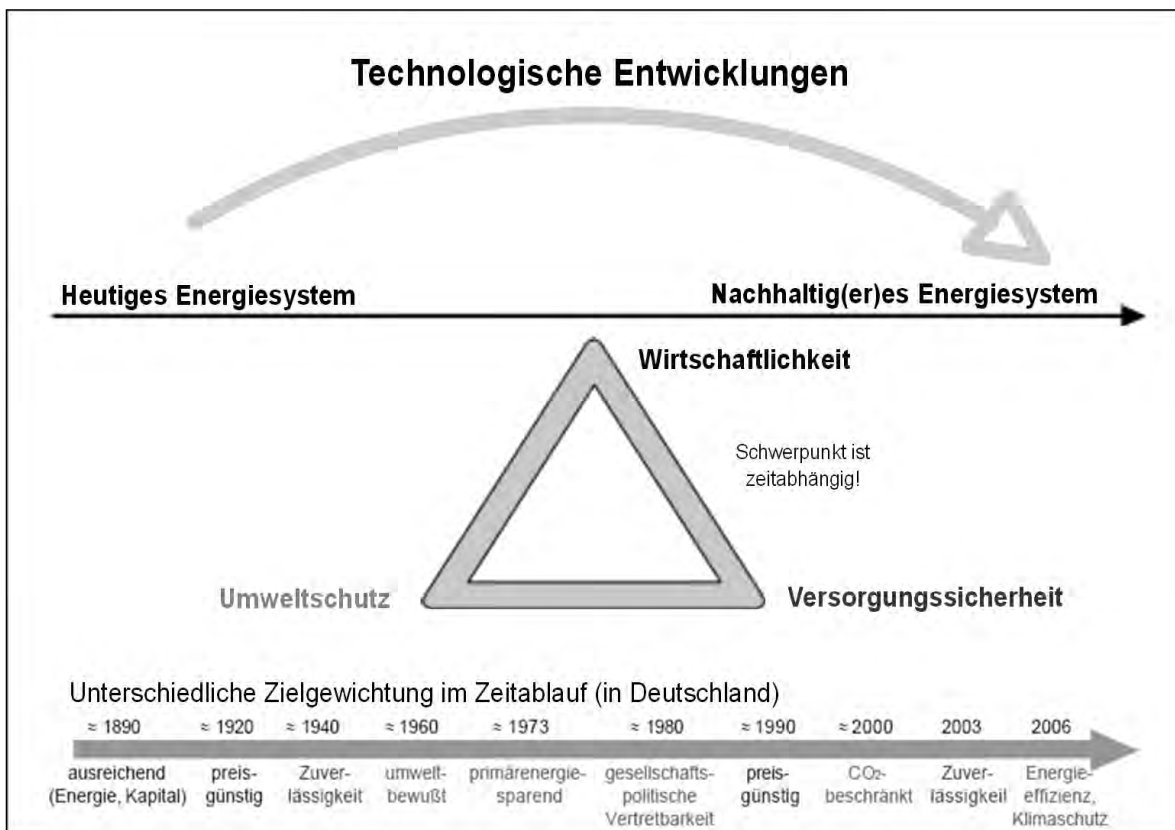


Abbildung 1: Vom heutigen Energiesystem zu einem nachhaltigeren unter Berücksichtigung des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks

Sofern Energie aus erneuerbaren Quellen, wie durch die Ziele formuliert, den Hauptbeitrag der Elektrizitätsversorgung leisten sollen, müssen auch diese beiden Herausforderungen in den nächsten Jahren bzw. Jahrzehnten durch erneuerbare Energien gemeistert werden. Dieser Beitrag zeigt deshalb im Folgenden die Entwicklungen und Herausforderungen bei den EEG-Umlagekosten und der Versorgungssicherheit in der deutschen Energiewirtschaft aus einer unabhängigen Perspektive auf. Damit soll eine Grundlage zu einer offenen, ideologiefreien, faktenbasierten und lösungsorientierten Debatte zur weiteren Entwicklung erneuerbarer Energien geschaffen werden.

II. Herausforderung EEG-Umlagekosten

Mit dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien – in der Kurzform: Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)⁸ – hat der deutsche Gesetzgeber ein umfangreiches Förderinstrument geschaffen, welches nicht nur auf die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in Deutschland abzielt, sondern auch die Weiterentwicklung der Technologien beabsichtigt (vgl. § 1 Abs. 1 und 2 EEG).

Die wesentlichen Förderelemente für erneuerbare Energien innerhalb des EEG erstrecken sich auf einen Netzanschluss- und Einspeisevorrang sowie auf feste Vergütungssätze für eingespeisten Strom, die der EEG-Anlagenbetreiber direkt vom Netzbetreiber erhält. Ein grundlegender Bestandteil des EEG ist die nach Technologien gestaffelte Vergütung. Die Höhe ist abhängig vom jeweiligen Termin der Inbetriebnahme, da die gesetzlich festgelegte Vergütung einer Degression unterliegt. Der Gesetzgeber garantiert die entsprechende Zahlung für 20 Jahre.

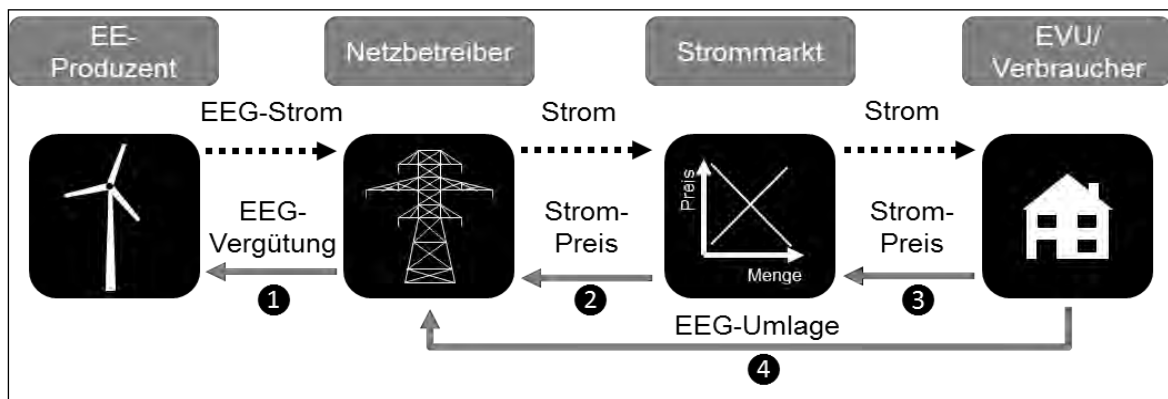


Abbildung 2: Vereinfachte Darstellung der Strom- und Zahlungsströme im EEG

Die Funktionsweise des EEG-Fördermechanismus ist vereinfacht in Abbildung 2 dargestellt. Die eingespeisten und fest vergüteten Mengen (1) an Strom aus erneuerbaren Energien werden gemäß § 2 AusglMechV⁹ durch die Übertragungsnetzbetreiber am Spotmarkt vermarktet (2). Die daraus folgende Differenz aus gezahlter EEG-Vergütung und erzielten Preisen am Spotmarkt – auch als EEG-Differenzkosten bezeichnet – sowie die mit der Vermarktung verbundenen Kosten werden im Rahmen der EEG-Umlage auf die Letztverbraucher umgewälzt (4). Die Verbraucher zahlen somit sowohl den Preis für den Strombezug (3) als auch eine Kompensation für die Mehrkosten durch den Ausbau erneuerbarer Energien in Form der EEG-Umlage. Stromintensive Industrieunternehmen sind hingegen weitgehend von der EEG-Umlage befreit, um die Konkurrenzfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Deutschland zu schützen.¹⁰

Das EEG hat durch den dargestellten Fördermechanismus zu einem starken Ausbau der erneuerbaren Energien im letzten Jahrzehnt geführt (siehe Abbildung 3). So wurde der EEG-Anlagenbestand von 2000 bis 2011 auf insgesamt rund 56 GW Anlagenleistung nahezu verzehnfacht. Bis zum Jahr 2004 wurden fast ausschließlich Windkraftanlagen zugebaut, die bis dahin rund 77 % des EEG-Anlagenbestands ausmachten. Seit 2005 hat Photovoltaik zunehmend an Bedeutung gewonnen. Damit liegt in 2012 die installierte Leistung von Photovoltaik-Anlagen mit 32,5 GW leicht über der installierten Leistung von Windkraft-Anlagen mit ca. 30 GW (46 % bzw. 43 % des EEG-Anlagenbestands im Jahr 2012). Die umfangreiche Förderung und der damit induzierte Anlagenbau im Rahmen des EEG haben so dazu beigetragen, dass EE-Anlagen bereits heute einen Anteil von rund 23 % zur Deckung des Brutto-Inlandstromverbrauchs in Deutschland leisten.¹¹

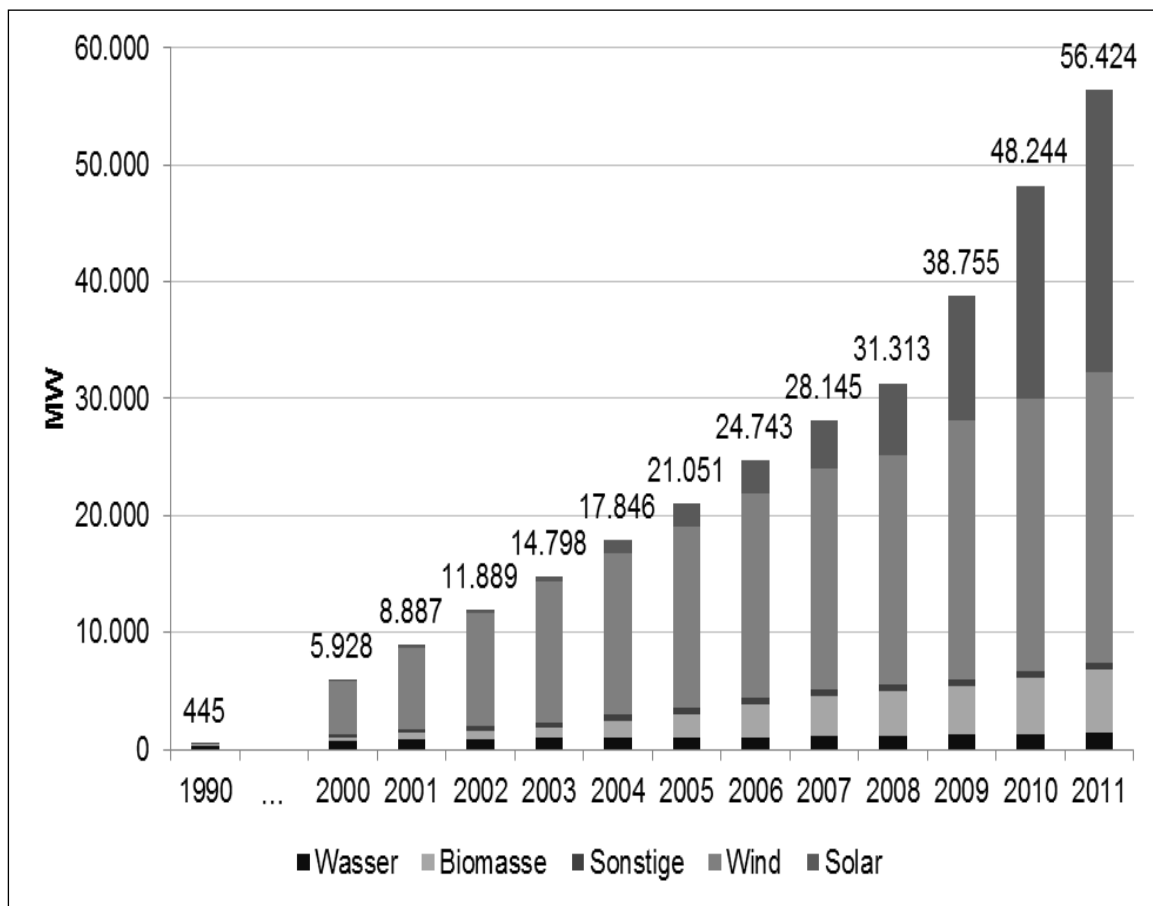


Abbildung 3: Entwicklung der installierten Leistung von EEG-Anlagen¹²

Durch den Ausbau sind die damit verbundenen Kosten für den Verbraucher in Form der EEG-Umlage seit 2000 von 0,20 Ct/kWh auf 5,277 Ct/kWh in 2013 gestiegen (siehe Abbildung 6). Dies entspricht heute einem Anteil von rund 22% am durchschnittlichen Haushaltsstrompreis.¹³ Die Ausweisung der EEG-Umlage auf der Stromrechnung hat dazu geführt, dass diese das für die Verbraucher unmittelbar sichtbare Kostenelement der Energiewende darstellt. Aufgrund dieser Sichtbarkeit gilt zu befürchten, dass ein unkontrollierter Kostenanstieg zu Akzeptanzproblemen für das Gesamtprojekt Energiewende führen kann. Ursache für den deutlichen Anstieg der EEG-Umlage in den vergangenen Jahren ist insbesondere der überproportionale Ausbau der Photovoltaik-Anlagen, die aufgrund ihrer hohen Stromgestehungskosten die höchsten Vergütungssätze unter den erneuerbaren Energieträgern erhalten. Veranschaulicht wird dies durch die in Abbildung 4 dargestellten EEG-Differenzkosten.

Im Jahr 2012 erhalten die Photovoltaikanlagen für jede erzeugte Kilowattstunde Strom im Durchschnitt eine EEG-Vergütung von rund 36,51 Ct. Der Strom kann durch den Netzbetreiber für rund 5,45 Ct/kWh am Spotmarkt veräußert werden. Somit muss der Verbraucher für eine erzeugte Kilowattstunde Strom aus Photovoltaik rund 31,06 Ct an zusätzlicher Förderung tragen (EEG-Differenzkosten). Im Vergleich dazu betragen die EEG-Differenzkosten im Durchschnitt für alle Energieträger lediglich 12,18 Ct/kWh. Im Jahr 2007 – mit geringem Photovoltaik-Anteil – betragen die EEG-Differenzkosten sogar nur 6,87 Ct/kWh.¹⁴

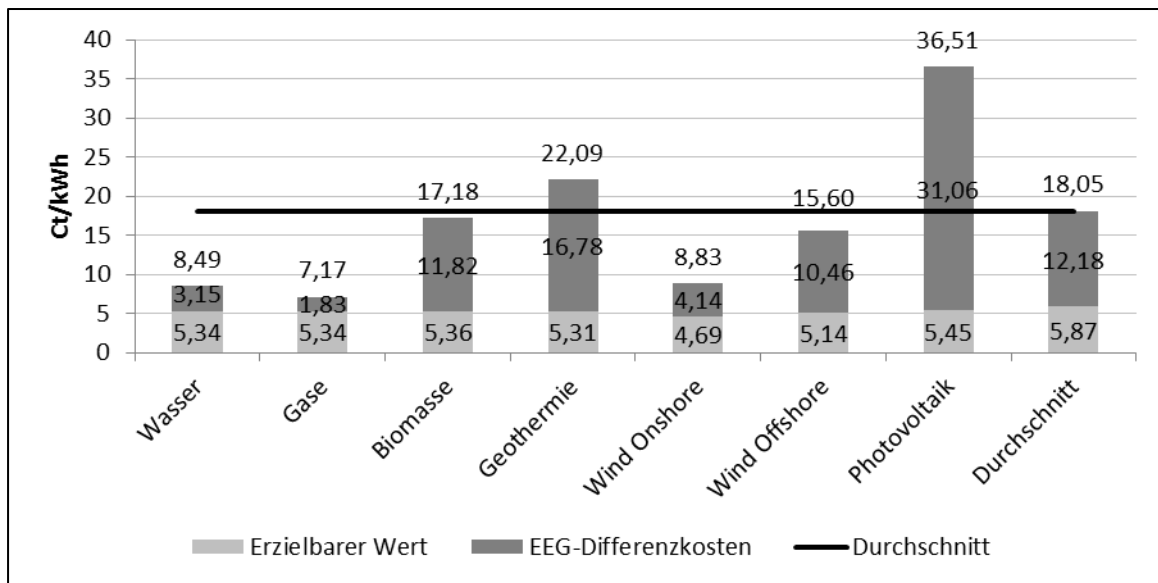


Abbildung 4: EEG-Vergütung und EEG-Differenzkosten verschiedener Energieträger im Jahr 2012¹⁵

Neben dem Ausbau von Photovoltaik und anderen EE-Anlagen haben sinkende Strompreise am Spotmarkt zu einer Erhöhung der EEG-Umlage geführt. Diese wurden zum Teil durch den Ausbau der erneuerbaren Energien selbst verursacht. So führt die Einspeisung erneuerbarer Energien zu einer Erhöhung des Angebots und somit zu einer Verschiebung der Merit-Order-Kurve nach rechts. Dies wird als Merit-Order-Effekt bezeichnet und führt am Spotmarkt zu sinkenden Strompreisen, woraus eine Erhöhung der EEG-Differenzkosten und somit der EEG-Umlage resultiert. Aufgrund des angestrebten Ausbaus der erneuerbaren Energien ist weiter mit einem Anstieg der EEG-Umlage in den kommenden Jahren zu rechnen. Allein durch den durch die Bundesnetzagentur¹⁶ projizierten Ausbau von Biomasse-, Wind- und Photovoltaikanlagen muss bei konstanten Strompreisen von rd. 38€/MWh (Base) bis 2020 zusätzlich mit höheren EEG-Umlagekosten von rund 2,5 Ct/kWh für die Letztverbraucher gerechnet werden (siehe Abbildung 5).

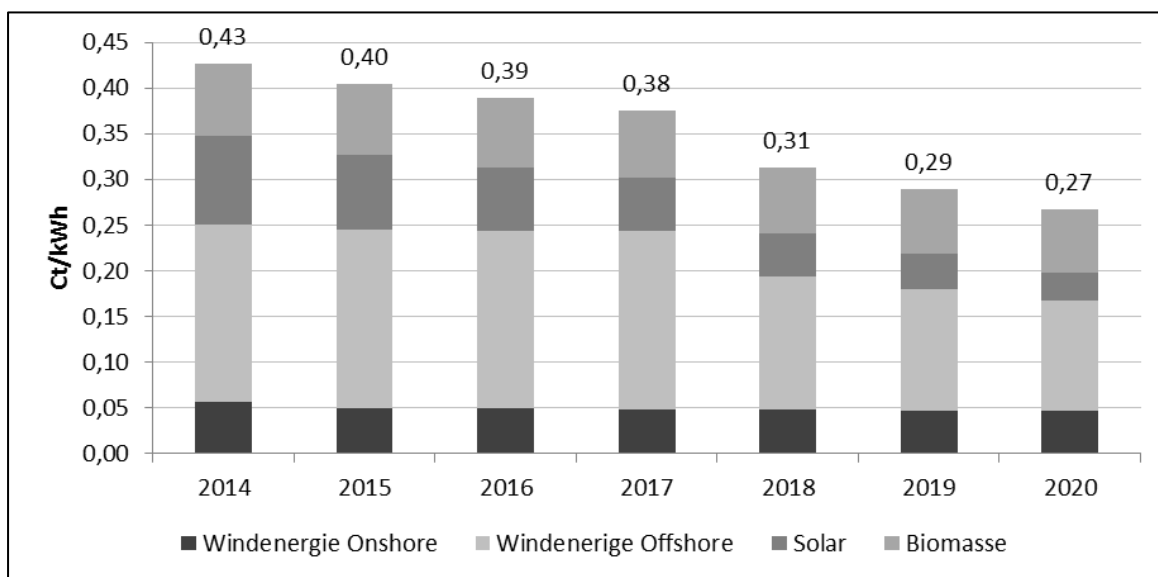


Abbildung 5: Jährliche Erhöhung der EEG-Umlage durch Anlagen-Zubau

Dem stehen die Verringerungen der Umlagekosten durch das Auslaufen von Bestandsanlagen aus der EEG-Förderung gegenüber. Da die meisten Anlagen jedoch 20 Jahre lang garantierte Vergütungssätze erhalten, ist bei stabilen Strompreisen ein Rückgang frühestens nach 2020 zu erwarten.¹⁷ In den nächsten Jahren muss daher mit einem weiteren Anstieg der EEG-Umlage auf über 7 Ct/kWh gerechnet werden. In der Vergangenheit wurde der aktuelle Anstieg der EEG-Umlage in diversen Studien deutlich unterschätzt (siehe Abbildung 6), was in der Folge zu dem falschen Versprechen eines dauerhaften Höchstwertes für die EEG-Umlage in Höhe 3,5 Ct/kWh durch die Politik¹⁸ und somit auch zu falschen Erwartungen in der Bevölkerung hinsichtlich der Kosten der Energiewende geführt hat.

Um weitere unvorhergesehene Kostensteigerungen der EEG-Umlage zu verhindern, hat der Gesetzgeber bereits 2012 Maßnahmen zur Begrenzung des Ausbaus von Photovoltaik-Anlagen getroffen, bspw. wurde eine zubauabhängige Steuerung der Fördersätze in das EEG („atmende Deckel“) und eine maximale Obergrenze für den Zubau in Höhe von 52.000 MW integriert (§ 20b Abs. 9a EEG). Weitere in 2013 durch das Umwelt- und Wirtschaftsministerium¹⁹ vorgelegte Vorschläge (*Vorschlag Strompreisbremse* in Abbildung 6), die durch den Einbezug der Eigenerzeugung von Großanlagen, eine Einschränkung der Ausnahmen für stromintensive Unternehmen, eine geringfügige Senkung der EEG-Vergütungen für Bestandsanlagen und eine fünfmonatige vergütungsfreie Zeit für Neuanlagen, eine Dämpfung der zukünftigen Umlage anstrebten, stießen allerdings auf Widerstand innerhalb verschiedener Bundesländer und kamen in der Folge nicht zur Umsetzung.

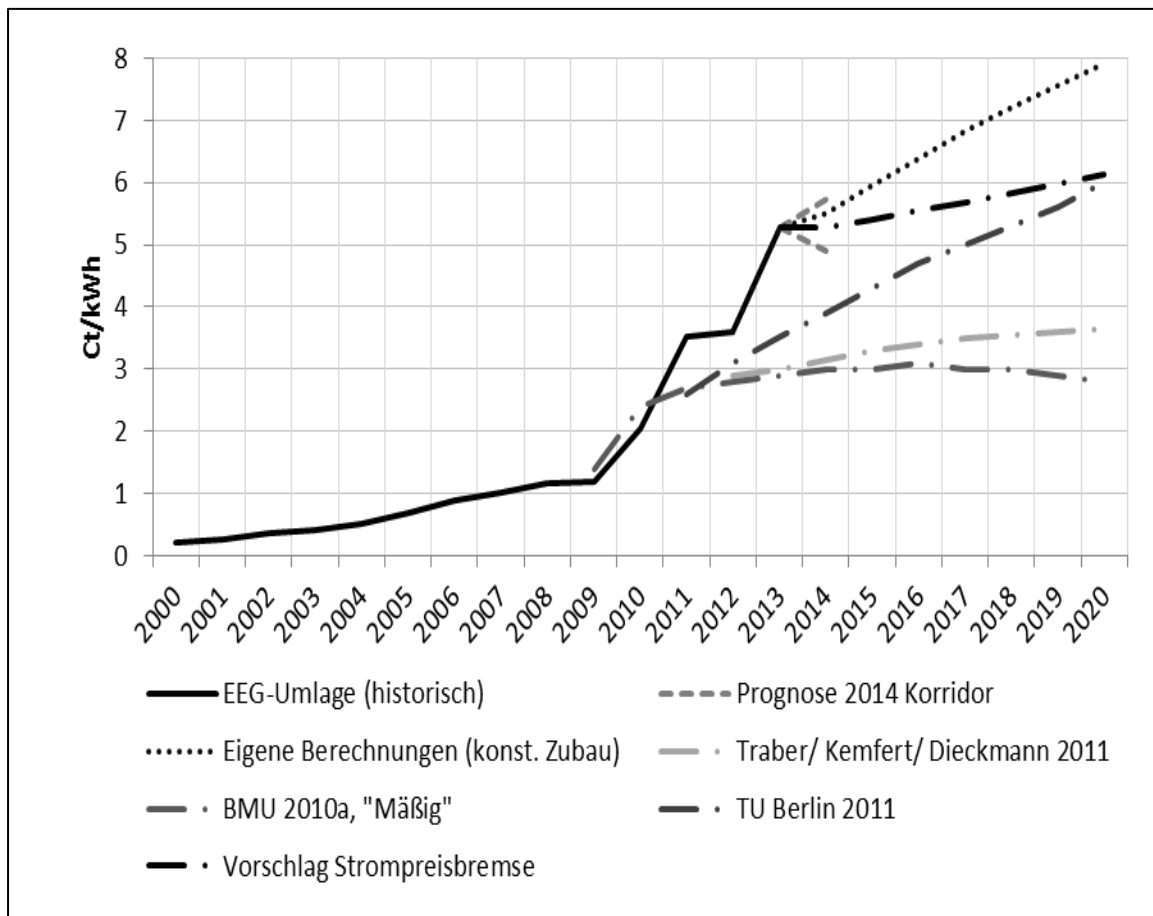


Abbildung 6: Historische und prognostizierte Entwicklung der EEG-Umlage²⁰

Rückblickend wurden insbesondere die Ausbauraten bei Photovoltaik unterschätzt und könnten eventuell auch zukünftig aus folgendem Grund unterschätzt werden: In der jetzigen Diskussion über die Kürzung der Fördersätze von Photovoltaik und den Technologiemix ist zu beachten, dass die sinkenden Stromgestehungskosten bei Photovoltaikanlagen bereits einen zunehmenden Anreiz bieten, bei geeigneten Standorten den bereits „teureren“ Strombezug teilweise zu ersetzen. Je nach nutzbarem Eigenanteil wird sich eine Anlage auch ohne Förderung lohnen. Eine weitere Abnahme der Stromgestehungskosten bei Photovoltaikanlagen und zunehmend attraktivere dezentrale Speicherlösungen werden diesen Trend in Zukunft stärker treiben – ebenso wie der Wunsch sich unabhängig von der zentralen Stromversorgung zu machen. Mit steigender dezentraler Eigenerzeugung wird der Strombezug aus dem Netz abnehmen. Dezentrale Eigenversorger mit Netzanschluss entziehen sich damit stärker den im Arbeitspreis enthaltenen Netznutzungsentgelten, so dass auch hier entsprechende Anpassungen diskutiert werden müssen. Daneben wird zukünftig insbesondere auf die Offshore-Windenergie zu achten sein, die voraussichtlich ein maßgeblicher Treiber der EE-Mehrkosten (inkl. Netzausbau) sein wird. Um allerdings die erwarteten Mehrkosten der EEG-Umlage einzuordnen, kann hervorgehoben werden, dass die Preissteigerungen bei Benzin und Diesel in den letzten Jahren zu deutlich höheren Mehrausgaben in den Haushalten geführt haben. Im Gegensatz zum Stromsektor sind im Verkehrssektor (nahezu) keine strukturellen Änderungen hin zu einem regenerativen Versorgungssystem realisiert worden.

Festzuhalten bleibt, dass im Gegensatz zum EnWG²¹ das EEG nicht das Ziel einer sicheren und preisgünstigen Energieversorgung verfolgt, sondern es wird vielmehr die Weiterentwicklung der verschiedenen Technologien angestrebt. Dies muss zumindest aus heutiger Sicht nicht zwingend preisgünstig sein. In der Folge bestehen im weiteren Sinne zwei prinzipielle Optionen, um sich der Herausforderung der zukünftigen EEG-Umlagekosten zu stellen: Für den Fall, dass auf die möglichst breite Entwicklung verschiedener Technologien verzichtet werden kann und insbesondere Fehlallokationen vermieden werden sollen, kann ein Quotenmodell, welches beispielsweise im Rahmen eines grünen Zertifikatehandelsystems Elektrizitätsunternehmen zur Bereitstellung von festgelegten EE-Anteilen verpflichtet, zur kosteneffizienten Steuerung der Energiewende sowie zum Erreichen der Ziele beitragen und auch im europäischen Kontext als harmonisiertes Steuerungsinstrument eingesetzt werden.²²

Falls in Zukunft die breite Entwicklung verschiedener Technologien aus wichtigen Gründen, wie beispielsweise die Förderung von Innovationen, die Weiterentwicklung von Technologieführerschaften für unterschiedliche EE-Technologien, die Schaffung von inländischen Arbeitsplätzen, die Nutzung von Portfolio-Effekten (z. B. durch sich ergänzende Erzeugungstechnologien) oder die Verringerung der Marktkonzentration großer Energieversorgungsunternehmen durch den Aufbau von dezentralen Anlagen²³, beibehalten werden soll (dies ist prinzipiell auch im Rahmen eines regional- und technologieabhängigen Quotenmodell denkbar), sind andere Lösungskonzepte zur Bewältigung der Herausforderungen durch stark steigende EEG-Umlagekosten notwendig. Statt einer rein preisfokussierten Betrachtung ist es daher notwendig, dass die Verbraucher auf mittelfristig höhere Energiekosten (sowohl EEG als auch Netzkosten) in der Folge der Energiewende vorbereitet werden. Zudem sollten die in Zukunft erwarteten positiven Effekte – auch auf die Energiepreise – der Energiewende in der Bevölkerung besser kommuniziert werden sowie Anpassungen aufgrund zu hoher Vergütungszahlungen („Überförderungen“) zeitnah vorgenommen werden, um die gesellschaftliche Akzeptanz für das Projekt Energiewende nicht zu gefährden.²³

III. Herausforderung Versorgungssicherheit

Die deutsche Stromversorgung gilt als sehr zuverlässig. 2011 lag die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung je angeschlossenem Letztverbraucher innerhalb eines Kalenderjahres bei 15,31 Minuten.²⁴ Da dieser Wert in der Vergangenheit gesenkt werden konnte und im europäischen Vergleich niedrig ist, stuft das BMWi die Versorgungssicherheit in Deutschland derzeit als sehr hoch ein.²⁵ Seit dem beschlossenen Kernenergieausstieg wird jedoch zunehmend diskutiert, ob in Zukunft mit Engpässen im Erzeugungsbereich zu rechnen ist. Zur Beurteilung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit kann die gesicherte Leistung eines Versorgungssystems herangezogen werden. Die gesicherte Leistung ergibt sich aus der Nettoleistung des Kraftwerksportfolios abzüglich der nichtverfügbaren Leistung (z. B. aufgrund von geplanten und ungeplanten Ausfällen). Damit die Nachfrage zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden kann, sollte die gesicherte Erzeugungskapazität eines Landes jederzeit die Jahreshöchstlast übersteigen. Neben den Kernkraftwerken werden in den kommenden Jahren zum Teil fossile Kraftwerke vom Netz gehen, da diese ihre Nutzungsdauer erreicht bzw. überschritten haben. Wenn die wegfallenden Kapazitäten nicht durch neue Anlagen ersetzt werden, sinkt zukünftig die installierte Leistung an konventionellen Kraftwerken. Ein Teil der gesicherten Leistung wird dadurch wegfallen, der durch den starken Zubau an erneuerbaren Energien nur teilweise kompensiert werden kann. Abbildung 7 verdeutlicht, dass bei diesen Entwicklungen die gesicherte Leistung die Jahresspitzenlast mittelfristig unterschreiten wird, woraus in gewissen Situationen Versorgungsengpässe resultieren könnten. Die Bundesnetzagentur hat in ihrem Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung vor dem Hintergrund der Verzögerungen beim Bau neuer Kraftwerkskapazitäten davor gewarnt, dass „Stilllegungen weiterer konventioneller Kraftwerke derzeit nicht vertretbar“²⁶ sind.

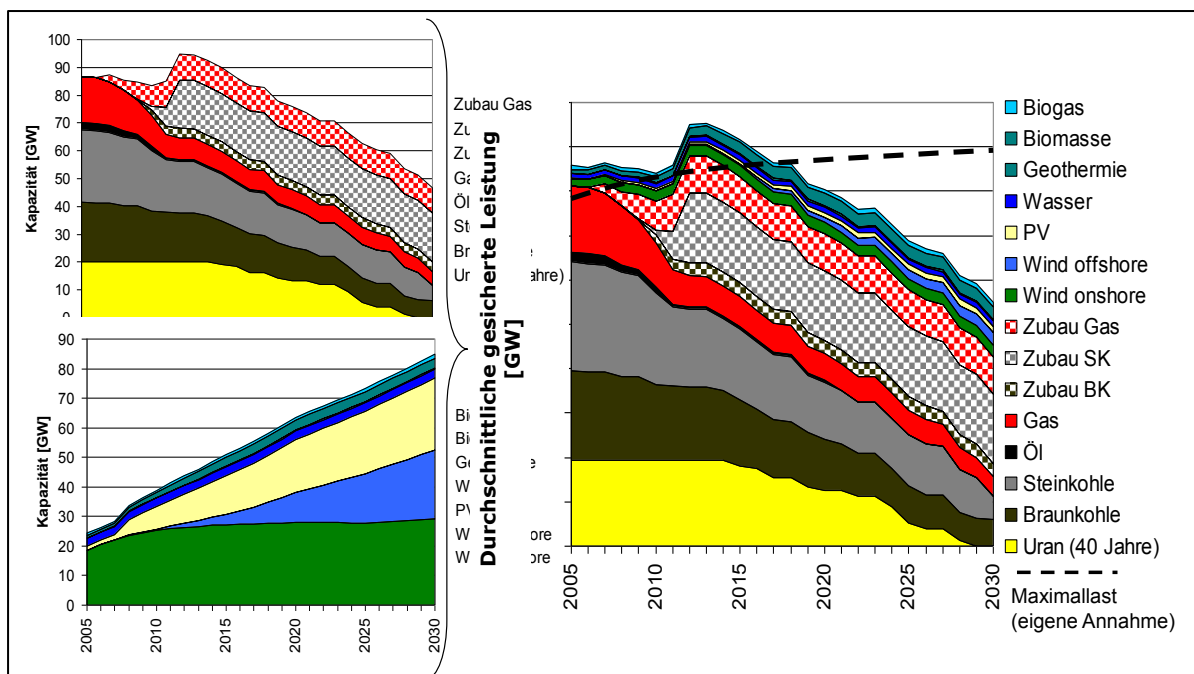


Abbildung 7: Entwicklung der installierten und durchschnittlich gesicherten Leistung in Deutschland bis 2030²⁷

Zusätzliche konventionelle Erzeugungskapazitäten werden daher benötigt, um die Versorgungssicherheit in Deutschland in den nächsten Jahren weiter zu gewährleisten.²⁸ Allerdings sind unter den gegenwärtigen Marktpreisen Neubauvorhaben (meist) nicht wirtschaftlich. Aus diesem Grund werden Investitionsentscheidungen derzeit tendenziell zurück gestellt.²⁹ Teilweise werden auch bereits installierte Kraftwerke vom Netz genommen, da sich ihr Betrieb nicht rechnet³⁰. Neben der heutigen ist die künftig zu erwartende Marktsituation ausschlaggebend für eine Investition und den Weiterbetrieb. Diese wird insbesondere durch die Entwicklung der Nachfrage und der Kraftwerksparkstruktur bestimmt. Im Hinblick auf die Ausbauziele der Bundesregierung, den Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2050 auf 80 % zu erhöhen, werden zukünftig flexible Kraftwerke benötigt. Allerdings werden die Volllaststunden von konventionellen Kraftwerken in Zukunft aufgrund der Zunahme von Elektrizitätseinspeisung aus erneuerbaren Quellen tendenziell abnehmen, so dass in den restlichen Stunden prinzipiell höhere Strompreise notwendig wären, um die sinkende Auslastung zu kompensieren. Da gegenwärtig die Strompreise nicht ausreichen, um Neubauten anzureizen, wird die Einführung von zusätzlichen Vergütungen, angepassten Marktdesigns, beispielsweise in Form von Kapazitätsmärkten, und gezielten Ausschreibungen für ausgewählte Kraftwerksstandorte diskutiert. Solche Eingriffe in den Markt sollten allerdings gut überlegt und erforscht sein, denn allein die Ankündigung oder die Möglichkeit eines solchen Markteingriffs könnte dazu führen, dass bereits geplante Kraftwerksprojekte zurückgestellt werden. Dies gilt analog für die Diskussion von Prämien für Speicherkraftwerke. Denn allein die Aussicht auf solche Zahlungen führt dazu, dass niemand darauf verzichten möchte und entsprechende Vorhaben zurückgestellt werden. Hinzu kommen zwei wichtige Effekte:

1. Durch die mit solchen Maßnahmen zusätzlich in den Markt gebrachten Kapazitäten gehen die Marktanreize in Form der Knappheitssignale verloren.
2. Durch das Eingreifen des Staates entsteht ein Vertrauen, dass dieser auch in Zukunft in kritischen Situationen die Verantwortung übernimmt. Durch dieses Vorgehen werden (ungewollt) Risiken auf den Staat übertragen.

Gegenwärtig besteht somit das Problem, dass das Vertrauen in den Strommarkt, ausreichend Kapazitäten zur Verfügung zu stellen, (zumindest teilweise) verloren ist. Die Befürchtung eines drohenden Versorgungsausfalls begünstigt somit vorzeitige Markteingriffe. Diese verhindern den Nachweis, dass Marktpreise gegebenenfalls doch entsprechende Knappheitssignale zeigen könnten. In diesem Feld besteht noch weiterer Forschungsbedarf, um die Ursachen der fehlenden Anreize zu analysieren und um die Auswirkungen verschiedener Marktdesigns zu erforschen, bevor diese Ursachen mit anderweitigen (und eventuell falschen) Maßnahmen kaschiert werden.

Eine weitere Möglichkeit, die Versorgungssicherheit in Deutschland zu gewährleisten, ist das europäische Verbundnetz. Mit Hilfe von Importen und Exporten können beispielsweise Fluktuationen aus erneuerbaren Energien ausgeglichen werden. Am Beispiel des Regelzonengebiets von 50Hertz ist sehr gut ersichtlich, dass der Verlauf der physikalischen Stromflüsse ins und aus dem Ausland mit dem Einspeiseverhalten der Windenergieanlagen der Regelzone korrelieren (vgl. Abbildung 8).

In Zeiten hoher Windeinspeisung nimmt der Export entsprechend zu. Folglich werden in diesen Zeiten überschüssige Strommengen in die Nachbarländer verlagert. Dies beeinflusst sowohl den Kraftwerkeinsatz als auch die Netzstabilität der betreffenden Länder. So lange diese von den geringen Strompreisen profitieren, werden sie den starken Import von Strom aus Deutschland akzeptieren. Sobald jedoch die Versorgungssicherheit oder Netzstabilität

im jeweiligen Nachbarland gefährdet ist, werden diese den Import von Strom (bedingt durch die hohe EE-Einspeisung) aus Deutschland nicht länger dulden und entsprechende Übertragungskapazitäten begrenzen. Entsprechende Eingriffe wurden bereits an den polnischen und tschechischen Grenzen angekündigt.³¹ Im Gegensatz dazu führt eine geringe Einspeisung aus Windenergieanlagen zu einem Anstieg der Stromimporte in Deutschland (Stromimporte werden in Abbildung 8 durch die negativen Werte dargestellt). Folglich können Stromimporte genutzt werden, um fehlende erneuerbare Erzeugung teilweise auszugleichen. Insbesondere wenn die gesicherte Leistung in Deutschland zukünftig weiter abnimmt, können etwaige Engpässe durch stärkere Importe, solange die Übertragungskapazitäten nicht voll ausgeschöpft sind, teilweise kompensiert werden. Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit, sollten langfristig jedoch (zumindest größtenteils) die inländischen Anlagenkapazitäten in der Lage sein, jederzeit die Nachfrage decken zu können.

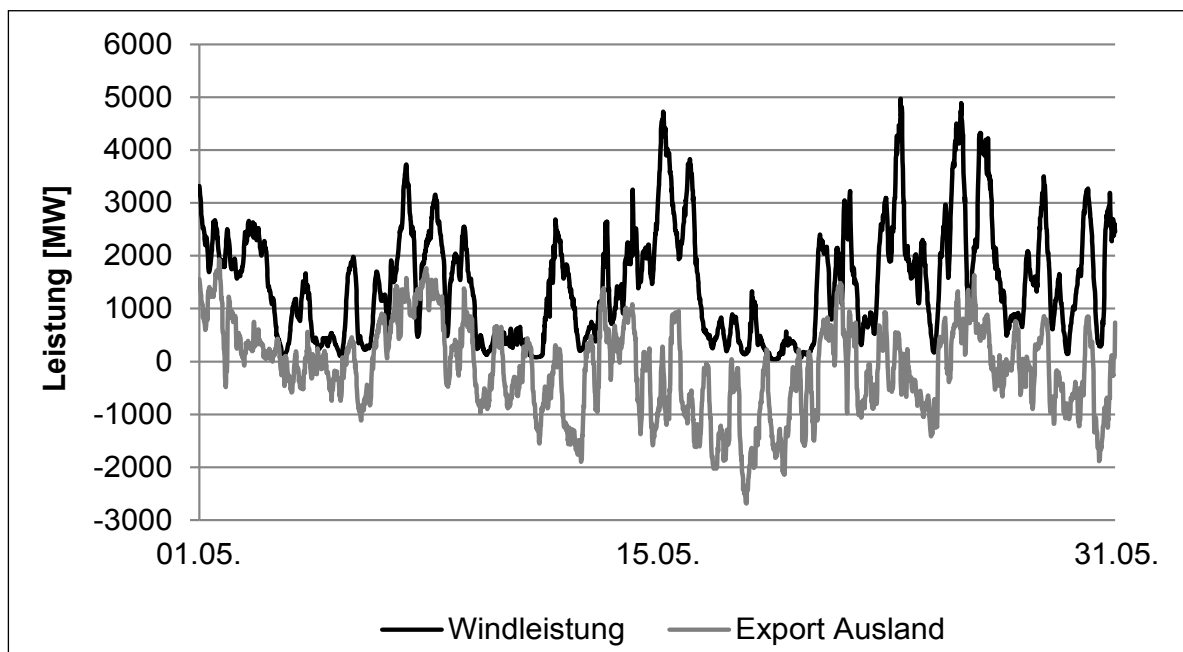


Abbildung 8: Windeinspeisung und Stromexport in die Nachbarländer für das Regelzonengebiet von 50Hertz im Mai 2011³²

Das Beispiel aus dem Regelzonengebiet von 50Hertz (vgl. Abbildung 8) zeigt, dass die Einspeisung aus erneuerbaren Energien einen signifikanten Einfluss auf den Netzbetrieb hat. Mit steigendem Anteil an erneuerbaren Energien im System wird dementsprechend der Einfluss auf Netze und Stromspeicher, sowohl in der Auslastung als auch im Ausbau, zunehmen. In Deutschland besteht derzeit ein Einspeisevorrang für erneuerbare Energien. Dementsprechend ist jeder Netzbetreiber verpflichtet, zuerst die in seinem Netzgebiet verfügbare Einspeisung aus EE-Anlagen abzunehmen bevor konventionelle Kraftwerke einspeisen können. Es ist zu erwarten, dass der zukünftige Bedarf an Speichern und Netzen maßgeblich von der Einspeisemenge an erneuerbaren Energien abhängt. Aus diesem Grund wurde am Lehrstuhl für Energiewirtschaft der TU Dresden, der Bedarf an zusätzlichen Speichern und Netzen unter Berücksichtigung verschiedener Penetrationen an EE-Einspeisung und Abnahmeverpflichtungen untersucht. Dabei wurden zwei grundlegende Szenarien unterschieden:

- Abnahmepflicht: Jede verfügbare Einheit an EE-Einspeisung muss vom System abgenommen werden
- Aufhebung Abnahmepflicht: Der Überschuss an EE-Einspeisung muss nicht aufgenommen, sondern kann abgeschaltet werden

Die Analysen wurden mit dem europäischen Strommarktmodell ELTRAMOD durchgeführt. Das Modell ermittelt den kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz im System sowie den Netz- und Speicherausbau unter den getroffenen Annahmen. Für die Berechnungen wurden die Kraftwerks- und Nachfragedaten aus der ESA²-Datenbank genutzt.³³ Zur Modellierung der Wind- und Photovoltaikeinspeisung wurden länderspezifische Zeitreihen auf stündlicher Basis erstellt. Die Ergebnisse für das Jahr 2050 sind in Tabelle 1 dargestellt.

	Aufnahmepflicht	Aufhebung Aufnahmepflicht
Nicht genutzter EE-Überschuss <u>ohne</u> Netz- und Speicherausbau	10,2%	11,9%
Nicht genutzter EE-Überschuss <u>mit</u> Netz- und Speicherausbau	0,9%	3,7%
Zusätzliche Netzkapazität bis 2050 (NTC)	252,2 GW	143 GW
Zusätzliche Speicherkapazität bis 2050	35,7 GW	7,9 GW

Tabelle 1: Modellergebnisse für 2050

Im Betrachtungszeitraum (Jahr 2050) liegt der (angestrebte) Anteil an erneuerbaren Energien an der Gesamtstromerzeugung bei rd. 87 %. Aufgrund des hohen Anteils tritt auch im Szenario „Abnahmepflicht“ ein Überschuss an EE-Einspeisung auf. Der Unterschied bei dem ungenutzten EE-Überschuss ist zwischen den betrachteten Szenarien gering. Die nicht genutzte erneuerbare Einspeisung liegt beim Ausbau der Übertragungs- und Speicherkapazitäten bei 0,9% im Falle der Abnahmepflicht, während im Falle der Aufhebung der Abnahmepflicht nur 2,8 Prozentpunkte mehr und damit 3,9% nicht genutzt werden. Folglich gewährleistet der Einspeisevorrang mittel- bis langfristig keine signifikant höhere Nutzung der verfügbaren EE-Strommengen. Im Gegensatz dazu kann mit Hilfe des Netz- und Speicherausbaus in beiden Szenarien der Anteil an ungenutztem EE-Überschuss verringert werden. Im Szenario „Aufhebung Abnahmepflicht“ sind die Investitionen in zusätzliche Speicher- und Übertragungskapazitäten deutlich geringer, als im Szenario „Abnahmepflicht“: Im Szenario „Abnahmepflicht“ müssen zusätzliche Netzkapazitäten in Höhe von 252 GW und zusätzliche Speicherkapazitäten in Höhe von ca. 36 GW installiert werden. Im Falle der Aufhebung der Abnahmepflicht verringert sich im Modell die zusätzliche Kapazität bei den Netzen auf knapp die Hälfte (143 GW) und bei den Speicher auf ca. ein Viertel (ca. 8 GW). Dementsprechend beeinflusst der Einspeisevorrang für erneuerbare Energien den Netz- und Speicherausbau signifikant. Aus ökonomischer Perspektive und aus Systemsicht ist somit die klare Schlussfolgerung, dass nicht jede

verfügbare Kilowattstunde aus EE-Einspeisung genutzt werden muss, da eine Abnahmepflicht zu deutlich höheren Systemkosten aber nicht zu deutlich höheren EE-Einspeisungen führt. Anstelle eines Einspeisevorrangs sollten die erneuerbaren Energien daher zukünftig stärker in den Markt integriert werden und Systemverantwortung übernehmen. Die Ergebnisse zeigen, um eine kostenoptimale Integration der zunehmenden EE-Einspeisung zu ermöglichen und gleichzeitig die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten, muss mittelfristig in Deutschland der Netzausbau vorangetrieben und eine Anpassung des EEG vorgenommen werden.

IV. Abschließende Bemerkungen und Ausblick

Gegenwärtig werden in der Presse durch Meldungen zu Strompreisen, dem Ausbau von erneuerbaren Energien und zur Versorgungssicherheit unterschiedliche Interessen im Hinblick auf die Energiewende kundgetan. Teilweise werden damit eigene Strategien verfolgt, die nicht immer zum Vorteil der Stromverbraucher sind. Es wurden deshalb die Entwicklungen und Herausforderungen für die Versorgungssicherheit und die Entwicklung der EEG-Umlage aufgezeigt, um damit eine Grundlage zu einer offenen, ideologiefreien, faktenbasierten und lösungsorientierten Debatte zur weiteren Entwicklung erneuerbarer Energien zu schaffen. Grundsätzlich ist an erster Stelle anzumerken, dass die Energiewende kein Projekt ist, welches innerhalb eines Jahres bzw. eines Jahrzehntes abgeschlossen sein wird. Die diversen Herausforderungen werden Zeit benötigen, um gemeistert zu werden. Die Zielsetzung, die bis zum Jahr 2050 und somit bis weit in die Zukunft reicht, verdeutlicht dies. Vor diesem Hintergrund sollten keine überstürzten Lösungen angestoßen werden. In den obigen Abschnitten wurden hierzu die Einführung von Kapazitätsmärkten sowie die Umstellung auf ein Quotensystem zur Förderung erneuerbarer Energien diskutiert. In allen Fällen besteht weiterhin Forschungsbedarf, um Entscheidungen auf fundierter Basis treffen zu können. Zum weiteren Ausbau erneuerbarer Energien gilt es hierbei politisch zu klären, ob eine breite Entwicklung von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Quellen weiterhin gewünscht ist oder eine Fokussierung auf wenige (günstigere) Technologien bevorzugt wird. Dabei stellt sich zudem die Frage, ob ein bestimmter Anteil Strom aus erneuerbaren Quellen ein eigenständiges politisches Ziel ist, oder ob die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Quellen ausschließlich ein Instrument darstellt, um die CO₂-Vermeidungsziele zu erreichen.

Gegenwärtig beschränken sich Diskussionen und Maßnahmen weitestgehend auf den Elektrizitätssektor. Sollte die Energiewende allerdings ernst genommen werden, dürfen die Sektoren Wärme und Verkehr keinesfalls ausgespart werden und auch die Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz müssen an Dynamik gewinnen. Im Wärmesektor lassen sich teilweise mit deutlich geringeren Anstrengungen erneuerbare Quellen zur Wärmebereitstellung nutzen und die Energieeffizienz erhöhen. Erste Maßnahmen in diesem Bereich (beispielsweise EE-Wärme-Gesetz) sind angestoßen bzw. auch Hürden wurden beseitigt (Mieter-Vermieter-Wälzung von Investitionen). Im Verkehrssektor sieht es deutlich schwieriger aus, unter anderem weil die bisher am stärksten genutzte Alternative Biotreibstoffe aufgrund der Teller-Tank-Problematik stark in die Diskussion geraten ist und Elektromobilität aufgrund der Reichweitenproblematik mittelfristig nur einen kleinen Teil der individuellen (erdölbasierten) Mobilität ersetzen kann. Langfristig sollte sich die Energiebereitstellung aus sonnenreichen Regionen weniger an der Konkurrenz zur Elektrizität (Stichwort Desertec) als an der Konkurrenz zum Erdöl orientieren. Die direkte Herstellung von Treibstoffen auf Basis erneuerbarer Energien könnte auch die Problematik der Energiespeicherung entschärfen.

Abschließend bleibt festzuhalten, dass die „Energiewende“ zahlreiche Herausforderungen in den nächsten Jahren bzw. Jahrzehnten bereithalten wird und damit die Forschung im Bereich der Energiewirtschaft und -technik weiterhin ein vielfältiges und spannendes Aufgabengebiet bleiben wird.

Literatur

- 1 United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Division (2011): World Population Prospects: The 2010 Revision, CD-ROM Edition.
- 2 International Energy Agency (2011): World Energy Outlook 2011, Paris.
- 3 Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt (Abl. EG Nr. L 283 vom 27.10.2001, S. 22).
- 4 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 (Abl. EG Nr. L 140 vom 5.6.2009, S. 16).
- 5 BMU (2012): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2011, http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_in_deutschland_graf_tab.pdf (9.10.2012).
- 6 BMU (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf (20.9.2012).
- 7 Bundesnetzagentur (2012): Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/ 2012, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2012/NetzBericht_ZustandWinter11_12pdf.pdf?__blob=publicationFile (15.10.2012).
- 8 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare Energien Gesetz – EEG) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074) das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 geändert worden ist (BGBl. I S. 2730).
- 9 Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) vom 17. Juli 2009 (BGBl. I S. 2101), die zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1754) geändert worden ist.
- 10 BMU (2011): Informationen zur Anwendung von § 40 ff. EEG (Besondere Ausgleichsregelung) für das Jahr 2011 einschl. erster Ausblick auf 2012, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hg_ausgleichsregelung_2011_bf.pdf (26.9.2012), S. 2.
- 11 BMU (2013): Erneuerbare Energien 2013. Daten des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012 auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), , http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Bilder_Startseite/Bilder_Datenservice/PDFs__XLS/hintergrundpapier_ee_2012.pdf (17.7.2013), S. 16.

- 12 Eigene Darstellung, Daten: 50 Hertz Transmission GmbH/ Amprion GmbH/ TransnetBW GmbH/ Tennet TSO GmbH (2012a): EEG Anlagenstammdaten zum 31.12.2011, http://www.eeg-kwk.net/de/file/2011_Anlagenstammdaten-2.zip (24.9.2012).
- 13 BDEW (2013): BDEW-Strompreisanalyse Mai 2013, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/123176ABDD9ECE5DC1257AA20040E368/\\$file/13%2005%2027%20BDEW_Strompreisanalyse_Mai%202013.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/123176ABDD9ECE5DC1257AA20040E368/$file/13%2005%2027%20BDEW_Strompreisanalyse_Mai%202013.pdf) (17.7.2013), S. 6.
- 14 Ebenda, S. 38.
- 15 Daten: BDEW (2013): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2013), [https://bdew.de/internet.nsf/id/17DF3FA36BF264EBC1257B0A003EE8B8/\\$file/Energieinfo_EE-und-das-EEG-Januar-2013.pdf](https://bdew.de/internet.nsf/id/17DF3FA36BF264EBC1257B0A003EE8B8/$file/Energieinfo_EE-und-das-EEG-Januar-2013.pdf) (17.07.2013), S. 38.
- 16 Bundesnetzagentur (2012a): Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2013 – Entwurf, http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Szenariorahmen/Eingereichter/Szenariorahmen_zum_NEP_2013.pdf (24.9.2012), S. 11.
- 17 Leipziger Institut für Energie GmbH (2012): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken bis 2016, http://www.eeg-kwk.net/de/file/111115_IE-Leipzig_EEG-Mittelfristprognose_bis_2016.pdf (25.9.2012), S. 17 ff.
- 18 Bundesregierung (2011): Energiewende – die einzelnen Maßnahmen, <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2011/06/2011-06-06-energiewende-kabinett-weitere-informationen.html> (25.9.2012).
- 19 BMU & BMWi (2013): Energiewende sichern – Kosten begrenzen. Gemeinsamer Vorschlag zur Dämpfung der Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien, http://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Erneuerbare_Energien/20130213_Eckpunktepapier_Strompreissicherung_bf.pdf (18.07.2013).
- 20 Eigene Darstellung in Anlehnung an Karlsruher Institut für Technologie (2012): Die Weiterentwicklung der Energiewirtschaft in Baden-Württemberg bis 2025 unter Berücksichtigung der Liefer- und Preissicherheit, http://www.ostwuerttemberg.ihk.de/downloadcenter/downloads/pdf/umwelt/energiewirtschaft_bw_studie2012.pdf (26.9.2012), S. 151.
- 21 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch das Gesetzes vom 26. Juni 2013 (BGBl. I S. 1738) geändert worden ist.
- 22 Vgl. bspw. Haucap, D./ Kühling, J. (2012): Wirtschafts- und rechtswissenschaftliches Gutachten über die Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, <http://www.smwa.sachsen.de/set/431/Haucap-Kuehling-final-120905.pdf> (25.9.2012)
- 23 Vgl. Schubert D. K. J., Meyer T., von Selasinsky A., Schmidt A., Thuß S., Erdmann N. und Erndt M.: Der Stromausfall in München - Einfluss auf Zahlungsbereitschaften für Versorgungssicherheit und auf die Akzeptanz Erneuerbarer Energien. Projektbericht. Dresden 2013. <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-117777> (in Veröffentlichung).
- 24 Vgl. Bundesnetzagentur (2012b): Versorgungsqualität – Übersicht SAIDI-Werte Strom 2006 – 2011, http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/Elektrizitaet-Gas/Sonderthemen/SAIDIWerteStrom/SAIDIWerteStrom_Basepage.html (13.9.2012).
- 25 Vgl. BMWi (2011): Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität, <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=377646.html> (14.9.2012).

- 26 Bundesnetzagentur (2012c): Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/ 2012,
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2012/NetzBericht_ZustandWinter11_12pdf.pdf?__blob=publicationFile (15.10.2012).
- 27 Eigene Darstellung, Daten: BDEW, BMU Leitstudie 2030;
 Zur Berechnung der durchschnittlichen gesicherten Leistung (rechts im Diagramm) ist die jeweilige Kraftwerkskapazität auf der linken Seite des Diagramms mit folgenden Verfügbarkeitsfaktoren je Anlagentyp multipliziert: Kernenergie 95 %, fossile Kraftwerke 90 %, Wasserkraft 40 %, Biogas 90 %, Biomasse 85 %, Wind onshore 9 %, Wind offshore 12 %, Photovoltaik 6 % und Geothermie 90 %. Diese Berechnung ist stark vereinfachend und kann keinesfalls eine detaillierte Modellanalyse ersetzen. Nichtsdestotrotz eignet sich diese einfache Berechnung zur Darstellung der prinzipiellen Problematik.
- 28 Vgl. BMWi (2011): Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität,
<http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=377646.html> (14.9.2012) und Dena (2010b): Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung),
http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/Kurzanalyse_KraftwerksplanungDE_2020.pdf (14.9.2012).
- 29 Vgl. Energate (2012): Eon-Kraftwerke werden gebraucht, www.energate.de (20.9.2012) und Weise, M./ de Wyl, C./ Thies, C. (2011): Gescheiterte Großkraftwerk-sprojekte und Verfall der Reservierungsgebühr, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 61. Jg., Heft 3, S. 83 ff.
- 30 Vgl. Tagesschau online: RWE schaltet mehrere Kohle- und Gaskraftwerke ab - Der Betrieb rechnet sich nicht mehr, <http://www.tagesschau.de/wirtschaft/rwe-schliesst-kraftwerke100.html> (15.08.2013)
- 31 Strommagazin (2011): Polen plant Sperren für deutschen Ökostrom, http://www.strommagazin.de/strommarkt/polen-plant-sperren-fuer-deutschen-oekostrom_31494.html (28.9.12)
- 32 Eigene Darstellung, Daten: 50 Hertz Transmission GmbH (2012): Lastflüsse 2011, <http://www.50hertz.com/de/119.htm> (20.9.2012).
- 33 Energy System Analysis Agency (2013): Shaping our energy system - combining European modelling expertise, Brüssel.

Prof. Dr. Dominik Möst, Theresa Müller, Daniel K. J. Schubert
 Lehrstuhl für Energiewirtschaft,
 TU Dresden
 D-01062 Dresden
dominik.moest@tu-dresden.de

Impressum:

Deutsche Physikalische Gesellschaft e.V.

Hauptstraße 5, D-53604 Bad Honnef

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

dpg@dpg-physik.de

www.dpg-physik.de

www.weltderphysik.de

Berliner Geschäftsstelle:

Magnus-Haus

Am Kupfergraben 7, D-10117 Berlin

Tel. 030-201748-0, Fax

030-201748-50

magnus@dpg-physik.de

Pressekontakt:

presse@dpg-physik.de

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

Herausgeber, Redaktion und Layout:

Prof. Dr. Hardo Bruhns

Meliesallee 5, D-40597

Düsseldorf E-Mail:

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 978-3-9811161-4-4

ISBN 978-3-9811161-4-4

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