

Energie

Optionen für die Energie- und Wärmewende

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung
Erlangen 2018

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Vorträge auf der DPG-Tagung 2018 in Erlangen

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

Die Grafik des Einbandes wurde
mit freundlicher Genehmigung der
Autoren unter Verwendung von
Abbildungen aus einigen Beiträgen
dieses Bandes gestaltet.

Energie

Optionen für die Energie- und
Wärmewende

Energy

Options for the Energy Transition

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Erlangen 2018

Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Bad Honnef, 2018

Frühjahrstagung des Arbeitskreises Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Erlangen, 5. bis 8. März 2018

Haupt- und Fachvorträge

Invited Talks

Inhaltsverzeichnis / Table of Contents

Introduction	7
Sessions and invited talks	9
Abstracts	10
Strom und Gas aus der Wüste als Option für eine globale Energiewende M. Düren	23
Aquifer thermal energy storage (ATES): options for continuous cooling in arid climates F. Schütz, Ch. Wenzlaff et al.	42
Wärmewende weltweit: Mit solider Physik kann das gelingen W. Feist	55
Die Rolle der Fernwärme bei der Energie- und Wärmewende M. Rink	72
(K)eine Wende ohne Bioenergie? - Die Rolle der Biomasse in unserer künftigen Energiewirtschaft J. Karl	75
Der CETCH-Zyklus: Ansätze zur künstlichen Photosynthese mit synthetischer Biologie T. Erb	86
Geophysical Evaluation of Submarine Resources - Exploration and Future Usage: Two Case Studies on Submarine Gas Hydrates and Seafloor Massive Sulfide Exploration K. Schwalenberg, U. Barckhausen et al.	93
The ITER Project: Cornerstone for Realizing Fusion Energy D. J. Campbell	104

The Role of Nuclear Power in the World	120
L. Mohrbach	
Retten uns die Klimaingenieure?	138
J. Heintzenberg	
What Makes a Good Solar Cell?	147
Th. Kirchartz, U. Rau	Due to copyright restrictions only the abstract is available in this online version
Impressum	179

These proceedings collect written versions of invited talks given at the sessions of the Energy Working Group (AKE) during the Spring and Annual Conference 2018 of the German Physical Society held in the premises of the University of Erlangen.

Viewgraphs of presentations can be accessed at the website of the Energy Group

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

(please follow the link to the archive of the Energy Group).

My thanks extend to all those who provided contributions to this volume.

Der vorliegende Band versammelt schriftliche Ausarbeitungen von Vorträgen des Arbeitskreises Energie auf der Frühjahrs- und Jahrestagung 2018 der Deutschen Physikalischen Gesellschaft in den Räumen der Universität Erlangen. Leider ist es nicht gelungen, von allen Vortragenden Manuskripte zu erhalten. Die Präsentationsfolien der meisten 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.

Introduction

The sessions of the Energy Working Group (Arbeitskreis Energie, AKE) at this conference provide a survey of major strands of energy R&D and technology based on physical, chemical, biological and geological research which aim at providing new and improved options for the “Energiewende” worldwide in view of mitigating the global climate change.

The “Energiewende” (Energy Transition) is dominating the German orientations in energy research and development for some two decades (see e.g. the corresponding AKE/DPG-studies 2005 and 2010¹). The overall goal is the development of carbon-free or carbon-lean methods of energy supply and use. So far, transitions in the electricity sector were in the focus of political and public attention. Meanwhile however, with more than 30% of renewable electricity generation mainly by wind and photovoltaics the urgency of a corresponding “Wärmewende” (session AKE 2) becomes apparent i.e. a similar transition in the generation and use of energy for heating (and cooling). Here, a massive reduction of energy demand, in particular in the building sector, must be addressed if the aim of an overall reduction of CO₂ (equivalent) emissions of at least 85% (compared to 1990) shall be reached by 2050. Since the impact on the global development of a purely national German effort will be at most some 2% it is evident that Germany must focus in particular on energy technologies which can be implemented widely in other parts of the world (session AKE 1).

Wind and solar electricity generation suffer from their inherent intermittency diurnal and seasonal cycles. Increasingly the large share of generation far from the load centres poses major problems to the grid as well as to the electricity market. For an optimised and sufficiently flexible deployment of electricity the rapid development of the grid is necessary as well as possibly a reconsideration of the deployment of new generation capacity (AKE 9). Anticipated problems will accentuate with the planned renewable build-up towards a 100% average coverage of the load. This would imply the installation of over-capacities beyond the mean load by several 100% while nevertheless a backup generation capacity close to the maximum load level will continue to be needed unless very large (electricity) storage systems will become available. The development of improved batteries for mobile and stationary applications is progressing; however, very likely they can serve only for short term balancing. For the much more demanding longer term, currently the only viable option is chemical “storage” i.e. the conversion of (surplus) electricity into chemical fuels which can then be used for other purposes (e.g. as fuels in the mobile sector) or reconverted into electricity when needed – albeit with a rather large energy loss. Increasingly, this concept is put into a broader context which is called “sector-coupling” (AKE 8, 10) comprising elements of load reduction and load shifting, short term (e.g. diurnal) storage as well as long-term chemical storage.

Not only in Germany but also globally wind and photovoltaic generation will become the dominant renewable electricity sources. More efficient and versatile wind turbines (AKE 7) and novel classes of PV materials (AKE 5) are therefore important developments. While the German nuclear phase-out is expected to be completed within a few years, at world level the further (and enhanced) use of nuclear energy is an integral element of strategies for clean electricity generation in a large number of countries (AKE 14).

Biomass (AKE 6) provides a significant contribution to base-load electricity and to the heat sector. National resources being already highly exploited, imports will grow in relevance. Exciting developments are underway in the biophysical/biochemical/biological research area.

¹ http://dpg-physik.de/veroeffentlichung/broschueren/studien/energy_2011.pdf
http://dpg-physik.de/veroeffentlichung/broschueren/studien/energie_2010.pdf
http://dpg-physik.de/static/info/klimastudie_2005_eng.pdf

Novel research concepts into both biological (AKE 3) and solid-state based (AKE 4) fixation methods of CO₂ may provide interesting pathways for large-scale green chemical feedstock production and other options for mitigating the CO₂ problem. Partly, developments are already in a close-to-industrial demonstration phase (e.g. AKE 10.2),

The exploitation of (unconventional) geothermal resources can be expected to grow in regions with high thermal gradients such as in volcanic areas (e.g. Mexico, AKE 11). Lower-temperature resources for residential heating/cooling are of growing interest both in regions of moderate and lower latitudes (AKE 1).

With a view to the longer-term, the development of fusion energy aims at inherently safe and stable electricity generation at much reduced long-term nuclear waste. The international flagship project ITER, one of the largest and most demanding scientific endeavours, is under advanced construction in Cadarache (Southern France) and shall enter the operational phase within the coming decade (AKE 13).

A cross-sectional research issue of high relevance (not only for energy technologies) is R&D on the search for, and extraction of, mineral materials. Submarine resources are gaining increasing attention due to large expected resources for a variety of useful materials and a correspondingly anticipated strong international competition (AKE 12).

Last but not least, speakers in a symposium entitled “Klimawandel – was nun? / Climate change – and now?” (SYKW) reviewed the current status of climate research, the potential of currently available technological options for combatting the climate change and the societal adaptations which might become necessary beyond any new technology. Furthermore, the available options for so called climate (or geo) engineering measures were presented and their wide implications discussed (SYKW 4). For this symposium the Environmental Physics Division was co-organizer.

H. Bruhns

Fachsitzungen / Sessions

- AKE 1: Monday 10:30–11:30 Energiewende in the Earth's Solar Belt
- AKE 2: Monday 11:30–12:30 Energiewende - Konzepte zur Wärmewende
- AKE 3: Monday 14:00–14:30 Pathways for Biological Photosynthesis and Carbon Fixation
- AKE 4: Monday 14:30–15:00 Solid State based Artificial Photosynthesis
- AKE 5: Monday 15:00–15:30 Photovoltaics: Novel Approaches
- AKE 6: Monday 15:30–16:00 Biomass in a future Energy Supply
- AKE 7: Monday 16:15–17:45 Wind Energy
- AKE 8: Tuesday 16:15–17:15 Energy for Mobility - High Performance Batteries for Vehicles and Clean(er) Marine Transport
- AKE 9: Tuesday 17:15–18:15 Renewable Electricity: Grid and Deployment Aspects in Liberalised Energy Markets
- AKE 10: Wednesday 14:00–15:30 Sector Coupling and Production of Chemical Feedstock by Electrocatalytic Reduction of CO₂
- AKE 11: Wednesday 15:30–15:30 Geothermal Energy from Unconventional (Volcanic) Resources
- AKE 12: Wednesday 15:30–16:15 Submarine Energy and Mineral Resources
- AKE 13: Wednesday 16:15–16:45 Nuclear Fusion - The ITER Project
- AKE 14: Wednesday 16:45–17:15 Nuclear Fission in the International Context
- SYKW 1: Tuesday 14:00–16:00 Symposium "Klimawandel - was nun?"*
* jointly organized with Section UP (Environmental Physics)

Abstracts²

aller Vorträge der Erlanger Tagung des Arbeitskreises Energie in der DPG
of all presentations at the sessions of the DPG Energy Working Group

AKE 1: Energiewende in the Earth's Solar Belt

Invited Talk AKE 1.1

Strom und Gas aus der Wüste als Option für eine globale Energiewende

*Michael Düren — Justus-Liebig-Universität Gießen, II. Physikalisches Institut, Heinrich-Buff-Ring 16, D-35392 Gießen, Germany

In einem zukünftigen erneuerbaren Energiesystem werden Solarenergie und Windenergie den Hauptbeitrag zur Energieversorgung liefern müssen. Die günstigsten Standorte zur Energieerzeugung werden dementsprechend die sonnenreichen Wüsten und die windreichen Meeres- und Küstengebiete sein, da dort der Ertrag größer und die Volatilität kleiner ist, als an anderen Standorten. Die verbleibenden Leistungsschwankungen dieser beiden Hauptquellen müssen durch eine komplexe Kombination aus Biomasse, Wasserkraft, kurzfristiger und langfristiger Energiespeicherung, internationalem Energiehandel und Lastmanagement aufgefangen werden. Eine kostengünstige Option für die Langzeitspeicherung erneuerbarer Energien stellen Gasspeicher dar.

Das oft diskutierte DESERTEC Konzept bekommt in diesem Zusammenhang wieder erhöhte Bedeutung: Die 2- bis 3-fach größere Solareinstrahlung in der Sahara macht die Energieverluste bei der Konversion der Energie zu Wasserstoff wieder wett, so dass neben einem Stromimport über neu zu schaffende HGÜ-Stromleitungen auch ein Gasimport über bereits existierende Gaspipelines sinnvoll erscheint. Schon heute sind Solarkraftwerke in vielen Wüstenregionen marktwirtschaftlich konkurrenzfähig [1].

[1] Michael Düren, Understanding the Bigger Energy Picture- DESERTEC and Beyond, SpringerBriefs in Energy, <https://doi.org/10.1007/978-3-319-57966-5>

Invited Talk AKE 1.2

Aquifer thermal energy storage systems ensuring continuous cooling in arid climates compared to applications in Europe

*Felina Schütz, Gerd Winterleitner, Christian Wenzlaff, and Ernst Huenges — Helmholtzzentrum – Deutsches GeoForschungsZentrum, Telegrafenberg, D-14473 Potsdam, Germany

About half of the electricity consumption in Oman is used for cooling. Therefore, low electricity consumption technologies are investigated with the components solar heating, absorption chiller, and heat storage systems. In an aquifer thermal energy storage (ATES) energy is stored in groundwater horizons via hot (or cold) water injection. In general, an ATES system is designed as a doublet consisting of a warm and a cold well which simultaneously inject and extract water, respectively. This storage system was successfully demonstrated at the German Parliament Buildings in Berlin. There, the ATES is charged with surplus heat in summertime. In wintertime, the ATES is discharged to supply the buildings with heat (45°C and 30°C for flow and return). In an arid climate such a storage system can

² An asterisk in front of an author's name denotes the lecturer.

be used to support thermally driven cooling systems consisting of an absorption chiller which requires driving temperatures of 70° - 140°C which will be provided by a solarthermal plant. The stored energy can be used as auxiliary energy during peak demand and night times when no solar energy is available. This requires daily charging and discharging cycles in contrast to seasonal ATES applications in Europe. A further special challenge in the harsh climate of Oman is the cold side of the absorption chiller. As part of the low electricity consumption chiller technology concept of this study we analyze heat rejection to the underground at the site in Oman.

AKE 2: Energiewende - Konzepte zur Wärmewende

Invited Talk AKE 2.1

Wärmewende weltweit: Mit solider Physik kann das gelingen

*Wolfgang Feist — Arbeitsbereich Energieeffizientes Bauen Universität Innsbruck, Technikerstr. 13, A-6020 Innsbruck

Wärme- und Stofftransport können zuverlässig durch die bekannten Gleichungen (Fourier, Navier-Stokes, Fick) behandelt werden. Numerische Lösungen in komplexen Fällen stellen keine Hürde mehr dar. Es resultieren einsetzbare Systemlösungen, die den Bedarf an zugeführter Energie um Faktoren von über fünf reduzieren, wie z.B. das Passivhaus. Zehntausende Objekte solcher Qualität wurden inzwischen gebaut und werden genutzt. Eine aussagekräftige Anzahl wurde systematisch messtechnisch begleitet und auch das Nutzerverhalten erforscht. Im Beitrag werden neben Beispielen die Erkenntnisse der Begleitforschung präsentiert: Die physikalischen Ansätze erweisen sich als valide. Die entscheidenden Parameter sind im mitteleuropäischen Klima Wärmedämmung, Wärmebrückenreduktion, niedrigemittierende Beschichtungen, Luftdichtheit der Hülle und Wärmerrückgewinnung. Die Einsparziele wurden im Neubau und bei der Sanierung regelmäßig erreicht, wenn korrekt gerechnet, geplant und ausgeführt wurde. Zugleich werden die Langlebigkeit der Bausubstanz erhöht, der Wohnkomfort und die Luftqualität verbessert. Alle Maßnahmen lassen sich in die normalen Abläufe (Fertigung, Planung, Detaillierung, Hochbau, Bauerneuerung) integrieren. Dadurch lassen sich die Zusatzkosten gering halten. Die Lösungen haben sich weltweit verbreitet; sie können das Gelingen der Wärmewende sicherstellen, wenn die Kenntnisse an die Handlungsträger vermittelt werden.

Invited Talk AKE 2.2

Die Rolle der Fernwärme bei der Energie- und Wärmewende

*Manuel Rink — Stadtwerke Karlsruhe GmbH, Daxlander Straße 72, D-76185 Karlsruhe

Welchen Beitrag kann und muss Fernwärme insbesondere in Ballungsräumen leisten, um die Energie- und Wärmewende erfolgreich zu gestalten? Welche Anforderungen werden dabei an Fernwärmesysteme gestellt, damit sie die zukünftigen Aufgaben erfüllen können? Wo sind aus heutiger Sicht Grenzen für Fernwärme bzw. wo bieten sich andere Versorgungsvarianten an?

AKE 3: Pathways for Biological Photosynthesis and Carbon Fixation

Invited Talk AKE 3.1

CETCH me if you can - Bringing inorganic carbon into life with synthetic CO₂ fixation

*Tobias Erb — Max Planck Institute for Terrestrial Microbiology

Carbon dioxide (CO₂) is a potent greenhouse gas that is a critical factor in global warming. At the same time atmospheric CO₂ is a cheap and ubiquitous carbon source. Yet, synthetic chemistry lacks suitable catalysts to functionalize atmospheric CO₂, emphasizing the need to understand and exploit the CO₂ mechanisms offered by Nature. In my talk I will discuss the evolution and limitation of naturally existing CO₂ fixing enzymes and pathways, present strategies for the engineering and design of artificial CO₂ fixation reactions and pathways (Peter et al. 2015), and outline how these artificial pathways can be realized and further optimized to create synthetic CO₂ fixation modules (Schwander et al. 2016). An example for such a synthetic CO₂ fixation module is the CETCH cycle (Schwander et al. 2016). The CETCH cycle is an in vitro reaction network of 17 enzymes that was established with enzymes originating from nine different organisms of all three domains of life and optimized in several rounds by enzyme engineering and metabolic proofreading. In its version 5.4, the CETCH cycle converts CO₂ into organic molecules at a rate of 5 nanomoles of CO₂ per minute per milligram of protein. This is slightly faster than the photosynthetic CO₂ fixation process in plants under comparable conditions and notably at 20% less energy per CO₂ fixed.

AKE 4: Solid State based Artificial Photosynthesis

Invited Talk AKE 4.1

Solid State Photoelectrochemical Devices for Artificial Photosynthesis: State-of-the-Art and Perspectives

*Roel Van de Krol — Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie GmbH, Berlin, Germany — Technische Universität Berlin, Institut für Chemie, Berlin, Germany

The direct photo-electrochemical conversion of water and or CO₂ into chemical fuels represents an exciting new pathway for the combined conversion and storage of solar energy. I will give a brief overview of the recent efforts on solar water splitting, and discuss three important challenges in the field. The first challenge is to find semiconducting light absorbers that are efficient, chemically stable, and easy to synthesize. Our efforts focus on complex oxide semiconductors, such as BiVO₄ and CuBi₂O₄. I will discuss how novel doping strategies can be used to enhance the charge separation in these materials, and show how ultrafast time-resolved spectroscopy can help to improve our understanding of the carrier dynamics. The second challenge is to enhance the electrochemical reaction kinetics, which is typically done by modifying semiconductor surfaces with electrocatalysts. Our understanding of the semiconductor/electrocatalyst interface is, however, still far from complete. Operando photoemission techniques can help us to get better insights in how solid/liquid interfaces behave under illumination. A third challenge is a scale-up to large(r) areas, which I will illustrate with results on a 50 cm² BiVO₄-based solar fuel device for water splitting that was recently developed within the EU project PECDEMO.

AKE 5: Photovoltaics: Novel Approaches

Invited Talk AKE 5.1

Current developments and perspectives for polymer-based and metal-halide perovskite solar cells

*Thomas Kirchartz — IEK5 Photovoltaik, Forschungszentrum Jülich GmbH, 52428 Jülich; Faculty of Engineering and CENIDE, University of Duisburg-Essen, Carl-Benz-Str. 199, 47057 Duisburg, Germany

The talk summarizes recent developments in polymer and metal-halide perovskite based solar cells and gives an overview over future challenges in basic understanding and device

engineering. The development of polymer-based solar cells for years has been focused on optimizing the donor molecule (typically a polymer) which was then blended with fullerenes that served as the electron accepting molecule. Optimizing of the energy levels of the donor molecules lead to efficiencies of about 11% but also to a stagnation of progress in recent years. Variation and optimization of the acceptor molecule was frequently attempted but was successfully incorporated only within the last two years in the form of a new class of small molecule acceptors that have quickly lead to promising new efficiencies of ~ 13%. In the case of metal-halide perovskites the efficiency development was extremely fast with the high open-circuit voltages being a peculiar feature for which a multitude of explanations was presented and discussed in the literature. Here we discuss the possible impact that relatively heavy elements such as Pb and I may have on non-radiative recombination as opposed to the situation in organics where light elements (in particular C) control the energy of vibrational modes.

AKE 6: Biomass in a future Energy Supply

Invited Talk AKE 6.1

(K)eine Wende ohne Bioenergie? - Die Rolle der Biomasse in unserer künftigen Energiewirtschaft

*Jürgen Karl — Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Energie Campus Nürnberg, Fürther Str. 250, "Auf AEG", D-90429 Nürnberg

Die deutsche Energiewende steht in der Kritik. Insbesondere die energetische Nutzung von Biomasse wird aufgrund des Landverbrauchs, Nahrungsmittelkonkurrenzen und hoher Kosten zunehmend in Frage gestellt. Aufbauend auf eine energiewirtschaftliche Wertung der Energiewende wird der Beitrag die mögliche Rolle der Bioenergie in unserer künftigen Energiewirtschaft diskutiert. Vorgestellt werden neben traditionellen technischen Optionen zur Nutzwärmeerzeugung, der Stromerzeugung und der Kraft-Wärme-Kopplung insbesondere Technologien zur Nutzung biogener Rohstoffe für die Speicherung anderer Erneuerbarer Energien wie Wind und Sonne und die Herstellung synthetischer Biotreibstoffe. Zur dauerhaften Speicherung dieser fluktuierenden Ressourcen in chemischen Energieträgern stehen Power-to-Gas oder Power-to-X Technologien zunehmend in Konkurrenz zur der Speicherung von reinem Wasserstoff. CO₂-frei wird diese Speicherung nur dann, wenn nicht nur der Wasserstoff, sondern auch der Kohlenstoff der chemischen Speicher aus erneuerbaren Quellen stammt.

AKE 7: Wind Energy

Invited Talk AKE 7.1

Neue Entwicklungen in der Windenergieforschung – warum Windenergie ein spannendes Feld für die Physik ist

*Stephan Barth — ForWind - Zentrum für Windenergieforschung

Windenergieanlagen haben sich von einzelnen einfachen Konstruktionen zu den größten drehenden Maschinen der Welt entwickelt, die unter herausfordernden und sehr komplexen externen Bedingungen effizient und zuverlässig als System operieren müssen. Die rasante Entwicklung dieser Technologie stößt dabei immer wieder an die Grenzen des bisherigen Wissens. So erreichen die Windenergieanlagen z. B. Höhen, in denen bisher nur ein unvollständiges Bild von der turbulenten Ressource Wind vorliegt. Auch das Wechselspiel der

Rotoren untereinander mit der und durch die Ressource kann bisher nur durch einfache Modelle beschrieben werden.

Um die Entwicklung und den Betrieb von Windenergieanlagen und Windparks auch zukünftig weiter zu optimieren und durch Innovationen voranzubringen ist ein genaues Verständnis der zugrundeliegenden physikalischen Prozesse genauso wichtig, wie die Anwendungen von Verfahren und Methoden der Physik. Von intelligenten Rotorblättern bis zu schwimmenden Anlagen - der Vortrag zeigt anhand von verschiedenen Facetten der Windenergie, warum dies ein attraktives Forschungsumfeld für die Physik ist.

AKE 7.2

Yaw-angle optimisation of wind farms based on a statistical meandering wake model

Emil Thogersen¹, Bo Tranberg¹, Jürgen Herp², and *Martin Greiner¹ —¹Department of Engineering, Aarhus University, Nordre Ringgade 1, DK-8000 Aarhus C, Dänemark; ²The Maersk Mc-Kinney Moller Institute, University of Southern Denmark, Campusvej 55, DK-5230 Odense, Dänemark

The wake produced by a wind turbine is dynamically meandering and of rather narrow nature. Only when looking at large time averages, the wake appears to be static and rather broad, and is then well described by simple engineering models like the Jensen wake model (JWM). We generalise the latter deterministic models to a statistical meandering wake model (SMWM), where a random directional deflection is assigned to a narrow wake in such a way that on average it resembles a broad Jensen wake. In a second step, the model is further generalised to wind-farm level, where the deflections of the multiple wakes are treated as independently and identically distributed random variables. When carefully calibrated to the Nysted wind farm, the ensemble average of the statistical model produces the same wind-direction dependence of the power efficiency as obtained from the standard Jensen model. Upon using the JWM to perform a yaw-angle optimisation of wind-farm power output, we find an optimisation gain of 6.7% for the Nysted wind farm when compared to zero yaw angles and averaged over all wind directions. When applying the obtained JWM-based optimised yaw angles to the SMWM, the ensemble-averaged gain is calculated to be 7.5%. This outcome indicates the possible operational robustness of an optimised yaw control for real-life wind farms.

AKE 7.3

Windfinsternis als Ergebnis einer Sprungfunktion in der EEG-Vergütung

*Gunnar Kaestle — Clausthal-Zellerfeld, Deutschland

Aufgrund der Vorgaben der europäischen Kommission (keine Förderung bei negativen Preisen) zur Genehmigung von staatlichen Beihilfen findet sich in §51 EEG 2017 die Regel, dass bei einer Phase von 6 Stunden oder länger mit negativen Preisen am Spotmarkt die Förderung gestrichen wird. Diese Regel entspricht einer Sprungfunktion in der Vergütung, die bei kleiner Veränderung des Systems - ablesbar am Marktpreis - eine substantielle Änderung der Vergütungsfunktion bewirkt. Ein erheblicher Teil von EE-Erzeugungsanlagen (aktuell sind rund 10GW installierter Kapazität mit Inbetriebnahme ab Januar 2016 von dem §51 EEG betroffen) erhält den Anreiz, herunterzufahren. Zur Erhaltung der Systembilanz muss die gleiche Leistung hochfahren. Hierbei reicht es nicht, auf eine ausgeglichene Bilanz innerhalb der üblichen 15min-Abrechnungszeiträume zu achten, sondern das Herunter- und Hochfahren unterschiedlicher Marktakteure muss im Sekundenmaßstab synchronisiert erfolgen, um schädlichen Auswirkungen auf die Frequenzstabilität zu vermeiden. Hierbei ist ähnlich wie bei der Sonnenfinsternis im März 2015 die Herausforderung für Übertragungsnetzbetreiber der hohe Leistungsgradient und weniger der Verlust an erzeugter Energie. Der Beitrag soll

die möglichen Auswirkungen der negative-Preise-Regel diskutieren, Lösungsmöglichkeiten aufzeigen und Akteure sensibilisieren.

AKE 7.4

Reduction of a finite electrical system to a two machine model

*Marios Zarifakis^{1,2}, Stephen Carrig^{1,2}, and William Coffey² — ¹Electricity Supply Board, Generation & Wholesale Markets, Dublin 3, Ireland — ²Department of Electronic and Electrical Engineering, Trinity College, Dublin 2, Ireland

Note: Due to flight cancellations the authors could not present this talk. No material of the presentation was provided.

The ever-present requirement to decarbonize energy generation, consequently the impetus to increase energy levels from sustainable sources means that wind turbines and solar photovoltaic installations have become major energy pool contributors. Invariably studies of isolated island grids (e.g. Ireland) indicate that increase of these sources weakens the ability of the frequency in the transmission and distribution system to remain stable after transient disturbances due to ensuing decreased inertia in the grid. Therefore, maximizing the renewable energy level on a transmission system when the grid inertia is low without compromising the safety and integrity of the existing generator assets is essential and must be examined. Hence a robust approach, which allows a solid understanding of low inertia grids based on dynamical models which may oscillate about a temporary equilibrium orientation, describing the response of the grid and the connected conventional generating assets to transient frequency changes, needs to be developed. These models are inspired by previous applications in statistical mechanics and classical electrical models. The governing nonlinear equations of motion are solved by adapting techniques similar to those developed for stochastic differential equations.

AKE 7.5

IT-Sicherheit für die vernetzten cyber-physikalischen Komponenten zukünftiger Energiesysteme

*Kathrin Reibelt, Ghada El Bez, Oliver Schneider, Jörg Matthes und Hubert B. Keller — Institut für Angewandte Informatik, Karlsruhe Institute of Technology, D 76131 Karlsruhe

Im Zuge der Energiewende werden die großen Kraftwerksblöcke zunehmend ersetzt durch kleinere, verteilte Kraftwerke. Das bedingt eine Umstellung auf Remotesteuerung, die aufgrund der großen Zahl der Anlagen über das Internet realisiert wird. Die bisher verfolgte Strategie zur Absicherung kritischer Infrastruktur, die auf mechanische Abschottung der informationstechnischen Komponenten setzt, ist damit nicht mehr anwendbar. Die Verbindung mit den physikalischen Komponenten in den Kraftwerken, Transformatoren und anderen cyberphysikalischen Systemen eröffnet zusätzliche Angriffsvektoren. Deren Folgen reichen von wirtschaftlichen Schäden über mechanische Beschädigungen bis hin zur Zerstörung der Anlagen. Gleichzeitig ermöglicht die Verschmelzung von informationstechnischem und physikalischem Teil (z.B. Rotor eines Windrades) eine neue Form der Absicherung. Die physikalischen Komponenten gehorchen physikalischen Gesetzen, die in einem Modell der Anlage abgebildet werden können. Durch Redundanzen im System können Abweichungen zwischen in der IT abgebildeten Systemzuständen und normalem, physikalisch möglichem Systemverhalten erkannt und auf ihre Ursache untersucht werden. Das erstellte Modell erlaubt auch Analysen zu Wahrscheinlichkeiten für das Auftreten mehrerer Fehler, zur Sicherheit des Systems und deren Verbesserung und zu Maßnahmen gegen Cyberangriffe.

AKE 8: Energy for Mobility - High Performance Batteries for Vehicles and Clean(er) Marine Transport

Invited Talk AKE 8.1

Performance analysis of Lithium-ion-batteries: status and prospects

*Ellen Ivers-Tiffée, Philipp Braun, and Michael Weiss — Institute for Applied Materials (IAM-WET), Karlsruhe Institute of Technology (KIT), D 76131 Karlsruhe, Germany

The electrode microstructure, i.e., the distribution of active material, carbon black, and pore phase, as well as surface area and tortuosity strongly affects the overall performance of Lithium-ion-batteries. Contributions by ohmic resistance R_0 , contact resistance R_{CC} , charge transfer resistance R_{CT} and solid-state diffusion resistance R_{Diff} , which all occur with different time constants, have been quantified for various state-of-the-art Lithium-ion-batteries by a combination of (i) electrochemical impedance spectroscopy measurements (EIS) with (ii) time-domain measurements (TDM). A newly developed one-dimensional model for Lithium-ion batteries is presented, which simulates battery performance by linking two phase transmission line models for both electrodes with an ohmic resistance for the liquid electrolyte. Variations of (i) electrical parameters, i.e. ionic and electronic conductivity, (ii) electrochemical parameters, i.e. charge transfer resistance and solid-state diffusion, and, (iii) microstructure parameters, i.e. phase tortuosity and electrode thickness, indicate the most important material and design parameters for high performance batteries.

Invited Talk AKE 8.2

Clean Energy Revolution in Sea Transport

*Christoph Kandziora — Siemens AG, Erlangen

Note: due to other commitments the author withdrew this talk at short notice. No material of the presentation was provided.

Since years the conflict between groups with focus on environmental protection and concerned residents versus the city of Hamburg on whether the excavation of the Elbe river to give bigger container ships access to the Hamburg port is in the news. These enormous ships cannot only carry more goods than their predecessors but also have to fulfill more and more strict regulations especially regarding air pollution. To compete with these regulations the shipbuilding industry and their suppliers have to think about new propulsion systems. For example conventional diesel engines need to be enhanced with the possibility to run on LNG. Additionally new ways of power generation and usage like fuel cells or additional efficiency measures need to be considered. Finally all these measures have big impact on the installations on board of vessels, e.g. on the power grid.

AKE 9

Renewable Electricity: Grid and Deployment Aspects in Liberalised Energy Markets

Invited Talk AKE 9.1

Zum optimalen Zubau von Netzkapazität und Erneuerbaren Energien im liberalisierten Strommarkt

*Veronika Grimm — FAU Erlangen-Nürnberg, School of Business and Economics, Lange Gasse 20, 90403 Nürnberg, Germany

Der Vortrag basiert auf dem Gutachten "Regionalkomponenten bei derEE-Vergütung" für die Monopolkommission aus dem Jahr 2017. In dem Gutachten wird ein mehrstufiges

Strommarktmodell genutzt, um die langfristigen Auswirkungen der Rahmenbedingungen am Strommarkt auf Investitions- und Produktionsanreize in Netz- und Erzeugungskapazitäten zu analysieren. Im Fokus stehen dabei verschiedene Szenarien für den regionalen Zubau von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien. Die Studie zeigt, dass verbrauchsnahe, dezentrale Standorte im Vergleich mit den aktuell avisierten, vornehmlich am Ertrag der Anlagen orientierten, Standorten zu einer höheren Systemeffizienz führen. Regional differenzierte Förderung erneuerbarer Energien kann lastnahe Standorte ermöglichen und den erforderlichen Netzausbau reduzieren. Die Monopolkommission hat die Vorschläge in ihrem Sondergutachten Energie2017 aufgegriffen und entsprechende Empfehlungen zur Anpassung der aktuellen Förderpraxis formuliert.

AKE 9.2

Flow-tracing and nodal cost allocation in a heterogeneous highly renewable European electricity network

Bo Tranberg¹, Leon Schwenk-Nebbe², Mirko Schäfer¹, Jonas Hörsch³, and *Martin Greiner¹
— ¹Department of Engineering, Aarhus University — ²DONG Energy — ³Frankfurt Institute for Advanced Studies

For a cost efficient design of a future renewable European electricity system, the placement of renewable generation capacity will seek to exploit locations with good resource quality, that is for instance onshore wind in countries bordering the North Sea and solar PV in South European countries. Regions with less favorable renewable generation conditions benefit from this remote capacity by importing the respective electricity as power flows through the transmission grid. The resulting intricate pattern of imports and exports represents a challenge for the analysis of system costs on the level of individual countries. Using a tracing technique, we introduce flow-based nodal levelized costs of electricity (LCOE) which allow to incorporate capital and operational costs associated with the usage of generation capacity located outside the respective country under consideration. This concept and a complementary allocation of transmission infrastructure costs are applied to a simplified model of an interconnected highly renewable European electricity system. We observe that cooperation between the European countries in a heterogeneous system layout does not only reduce the system-wide LCOE, but also the flow-based nodal LCOEs for every country individually.

AKE 9.3

Wie klimawirksam ist der PV-Zubau in Deutschland?

*Nikolaus von der Heydt — Institut für Umwelphysik Göttingen - Physik zum Leben - , 37136 Landolfshausen

Note: due to technical incompatibility of the author's equipment this talk could not be presented. The viewgraphs can be accessed from the AKE-archive (<http://www.dgp-physik.de/dpg/gliederung/ak/ake/links/index.html>)

Neue Analysen der weltweit vernetzten Prozessketten zur Herstellung von Si-Photovoltaik-Anlagen (IEA 2011 bis 2016) ergeben, dass dabei global je kW_p etwa 2,6 t CO_{2eq} in die Atmosphäre gelangen, bevor die Anlagen in Deutschland in Betrieb gehen. Anschließend können sie hier pro Jahr durchschnittlich 475 Kg/kW_p vermeiden, indem sie den aktuellen deutschen Strommix ersetzen. Damit dauert es 5,5 Jahre, bis ein jedes Jahr gleicher PV-Zubau eine Kapazität aufgebaut hat, die pro Jahr hier eben soviel CO₂ vermeidet wie der Zubau global verursacht. Bis dahin wächst die CO₂-Menge in der Atmosphäre an, bei z.B. 6 GW_p/a auf 43 Mt. Danach überwiegt die Vermeidung, und nach 11 Jahren ist die CO₂-Schuld getilgt.
– Wirksamer Klimaschutz erfordert es, die CO₂-Last des deutschen Strommix in 10 Jahren

auf ca. 100 g/kWh zu senken, z.B. durch Ersatz von Braunkohle durch Windkraft mit Gas-KWK. Dann könnten deutsche PV-Anlagen je kWp nur noch 84 Kg/a vermeiden, und eine konstant wachsende PV-Kapazität könnte erst nach 30 Jahren die jährliche globale Herstellungs-Emission gerade kompensieren. Soll danach die erreichte Kapazität erhalten werden, müsste die bis dahin in der Atmosphäre angesammelte CO₂-Menge für immer dort bleiben. Bei z.B. 6 GWp/a wären das 233 Mt. Mit Akkus und Freiland-Aufständerungen verdoppelt sich die Herstellungs-Emission mindestens, das bedeutet die 4-fache angesammelte CO₂-Menge. Im Beispiel sind das 932 Mt - die deutsche Jahresemission.

AKE 10: Sector Coupling and Production of Chemical Feedstock by Electrocatalytic Reduction of CO₂

Invited Talk AKE 10.1

Sektorenkopplung - Potenziale und Optionen für die nächste Phase der Energiewende

*Cyril Stephanos — acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften

Die Energiewende geht in die nächste Phase. War sie bisher vor allem auf die Stromerzeugung konzentriert, müssen nun in allen Sektoren die CO₂-Emissionen gesenkt werden. Dafür ist ein systemübergreifender Ansatz notwendig: die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr müssen verknüpft werden und zusammen wachsen. Die Arbeitsgruppe „Sektorkopplung“ des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“ hat die Potenziale und Herausforderungen eines integrierten Energiesystems untersucht. Ein klares Ergebnis: Strom aus erneuerbaren Energiequellen wird dabei zum wichtigsten Energieträger. Technologien wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen werden in Zukunft eine Schlüsselrolle einnehmen. Aber auch synthetische Brenn- und Kraftstoffe wie Wasserstoff und Methan werden voraussichtlich unverzichtbar sein. Ein kompletter Umbau zu einer annähernd CO₂-neutralen Energieversorgung ist jedoch mit erheblichen Kosten verbunden, wie systemübergreifende Rechnungen zeigen. Gleichzeitig müssen aber auch die Chancen für Deutschland betont werden, wie die Entwicklung zukunftsfähiger Technologien und Beschäftigungseffekte. Klug gesetzte Rahmenbedingungen sind notwendig, damit die Kosten nicht weiter steigen. Zentrales Steuerungselement dafür ist ein starker, einheitlicher CO₂-Preis über alle Sektoren hinweg. Dieser sollte durch zusätzliche Maßnahmen wie finanzielle Anreize oder die Kofinanzierung von Infrastrukturen ergänzt werden, um sektorspezifische Hindernisse zu überwinden.

Invited Talk AKE 10.2

CO₂ to Value: Single Step Direct Electrocatalytic Reduction of CO₂ Toward CO and Hydrocarbons

Guenter Schmid, *Ralf Krause und Team — Siemens AG, CT REE PXS, Guenther-Scharowsky-Strasse 1, 91058 Erlangen

Switching from fossil based to renewable power generation requires the installation of large overcapacities of wind and solar due to their intermittency. Storage or conversion possibilities are essential due to the volatility of electricity. Economic feasibility is difficult when considering the low fossil energy carrier prices and the physical efficiency limitations of the processes. Therefore, we choose to focus on high-volume chemical feedstock such as Ethylene or CO, where the chemical value exceeds by far its pure heating value. Electrocatalysts facilitate the conversion of CO₂ to valuable base-chemical feedstock. For selectivity improvements substantial advances in electrode design are required and described. CO could be obtained with faradaic efficiencies (FE) over 90% at current densities exceeding the industrially necessary level of several hundred mA/cm² with a total energy efficiency approaching 50%.

Faradaic efficiencies up to 57% for ethylene at current densities above 150 mA/cm² could be obtained using in-situ-deposited nanostructured copper based electro catalysts. Liquid product analysis of the electrolyte revealed a strongly pronounced formation of ethanol (>20% FE) accompanied by a wide range of C1-C3 alcohols, carboxylates and ketones with yields up to 5%.

AKE 11: Geothermal Energy from Unconventional (Volcanic) Resources

Invited Talk AKE 11.1

Geothermal energy - from conventional to unconventional resources

*Egbert Jolie, Ernst Huenges, and David Bruhn — GFZ German Research Centre For Geosciences, Telegrafenberg, 14473 Potsdam, Germany

Since conventional geothermal resources are successfully explored and utilized in various regions around the world, research activities started focusing on solutions for different, so far untouched resources. Therefore, unconventional geothermal systems such as Enhanced Geothermal Systems received more and more attention for geothermal exploitation during the past decades. In addition, the development and exploitation of high-temperature geothermal fields with supercritical conditions are emerging as a new hot topic in various parts of the world. These resources provide a large potential for the future development of the geothermal sector; however, they require also extensive research efforts in the fields of exploration, resource assessment, reservoir characterization and development of exploitation and utilization concepts. Currently, several projects are targeting this type of renewable energy resource in Italy, Iceland, Japan, USA, Mexico, New Zealand and Kenya. As an example, the GEMex project will be presented, which is a collaboration effort of a Mexican and European consortium on two unconventional geothermal resources in the Trans-Mexican Volcanic Belt.

AKE 12: Submarine Energy and Mineral Resources

Invited Talk AKE 12.1

Geophysikalische Untersuchungen von Rohstoffen im Meer - Exploration und Nutzungsperspektiven

*Katrin Schwalenberg — Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover

Viele Rohstoffe für den täglichen Gebrauch schlummern im Meer. Dazu gehören konventionelle Energierohstoffe wie Erdöl und Erdgas, unkonventionelle Energierohstoffe wie submarine Gashydrate, sowie mineralische Rohstoffe wie Manganknollen und sulfidische Erzvorkommen, beide mit hohen Anteilen an wirtschaftlich relevanten Metallen. Geophysikalische Messmethoden helfen dabei, die Rohstoffe zu finden und ihr Potenzial abzuschätzen. Der Einsatz der physikalischen Messsysteme auf Forschungsschiffen im salzhaltigen Meerwasser in Wassertiefen von mitunter mehreren Kilometern stellt Wissenschaftler, Ingenieure und Schiffsmannschaft vor oftmals große Herausforderungen. Dazu kommen politische und Umweltaspekte: Jenseits der Ausschließlichen Wirtschaftszone (200 Meilenzone) der Küstenstaaten gelten die offenen Weltmeere als "Erbe der Menschheit". Die Regeln, nach denen hier nach mineralischen Rohstoffen unter welchen Bedingungen gesucht werden darf, beruhen auf den Regulierungen der UN-Konvention zum Seerecht und werden von der Internationalen Meeresbodenbehörde mit Sitz in Jamaika überwacht. In meinem Vortrag stelle ich Ihnen zwei Projekte vor, in denen geophysikalische Methoden zur Exploration submariner Rohstoffe beitragen: 1) Projekt SUGAR – Erkundung submariner Gashydrat-Vorkommen; und 2) Projekt INDEX – Deutsche Explorationslizenz (für Massivsulfidvorkommen) im Indischen Ozean.

AKE 13: Nuclear Fusion - The ITER Project

Invited Talk AKE 13.1

Progress in ITER construction and in the preparations for operation

*David J Campbell — (formerly) ITER Organization, Route de Vinon-sur-Verdon, F-13067 St-Paul-lez-Durance, France

The ITER project is a critical step in the development of fusion energy: its role is to confirm the feasibility of exploiting magnetic confinement fusion for the production of energy for peaceful purposes by providing an integrated demonstration of the physics and technology required for a fusion power plant. At the core of the facility, the ITER tokamak will confine a plasma heated to temperatures in the region of 100 – 200 million °K, in which deuterium-tritium fusion reactions will produce up to 500 MW of fusion power for periods of at least several hundred seconds. Rapid progress is being made in on-site construction, in producing components for the tokamak, plant and auxiliary systems, and in preparations for on-site installation. Recently, a major update of the ITER baseline schedule and resource estimate has been undertaken, which was endorsed by the ITER Council in November 2016. The revised schedule foresees an earliest technically achievable date for First Plasma of December 2025 (subject to the Members' budget approval) and a target date for the transition to D/DT operation of late 2035. The presentation will introduce the physics basis for the project, review the current status of construction, highlight the progress which is being made in manufacturing and supporting technology R&D activities, and outline the scientific research programme being planned to advance from First Plasma to significant fusion power production in DT plasmas.

AKE 14: Nuclear Fission in the International Context

Invited Talk AKE 14.1

The Role of Nuclear Power in the World

*Ludger Mohrbach — VGB PowerTech e.V., Essen

Over now only one human generation lifetime, the image, role and acceptance of nuclear power seem to have u-turned from saviour to satan. With global warming now posing an unprecedented threat to civilization, sustainable solutions are urgently requested and required. While obviously renewable energies are playing a strongly increasing role, in many parts of the world, nuclear is part of a climate-relevant forward strategy with novel reactor types being under development from the present devices towards, inter alia, the so-called Generation IV aiming at enhanced safety and economical-operational qualities. The presentation will outline major elements of the international situation of nuclear power and its development. As can be expected, key motivations for the implementation of nuclear power originate, in particular, from the different availability of national or regional energy resources and national political perspectives but also from considerations that intermittent renewable energy will remain, in the foreseeable future, dependent on backup systems at power levels close to the demand. It will become apparent that controversies of some 70 years of nuclear history still continue to be elements of today's discussion. The presentation is planned to be held in German language.

Symposium “Klimawandel – was nun?”

(jointly with Environmental Physics section)

Invited Talk SYKW 1.1

Das Ende der Eis-Zeit?

*Dirk Notz — MPI für Meteorologie, Hamburg

Um die Auswirkungen und Hintergründe der globalen Klimaerwärmung direkt fassen zu können, bietet sich ein Blick in die hohen Breiten an. Nirgendwo sonst auf unserem Planeten zeigt sich der globale Klimawandel derzeit deutlicher: Das Meereis in der Arktis schrumpft in atemberaubendem Tempo, die großen Eisschilde in Grönland und der Antarktis schmelzen, und die Lufttemperaturen am Nordpol erreichen immer wieder neue Rekordstände.

Dieser Vortrag stellt die Ursachen und Auswirkungen des derzeitigen Klimawandels in eine historische Perspektive, erläutert die Hintergründe der Klimaerwärmung und berichtet von eisigen Expeditionen in die hohen Breiten.

Dabei wird insbesondere gezeigt, wie sehr die derzeitige Entwicklung von uns Menschen beeinflusst und angetrieben wird. Zum Beispiel konnten wir kürzlich nachweisen, dass pro Tonne Kohlendioxid, die ein Mensch irgendwo auf der Erde ausstößt, die Fläche des Arktischen Sommer-Meereises um etwa 3 m^2 abnimmt. Natürliche Schwankungen im Klimasystem haben diesen Trend in den letzten Jahren zusätzlich verstärkt.

Invited Talk SYKW 1.2

Decarbonisierung des globalen Energiesystems: Optionen und kosteneffiziente Strategien

*Thomas Bruckner — Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement, Universität Leipzig

Im Rahmen der 21. Vertragsstaatenkonferenz zur Klimarahmenkonvention in Paris (COP21) wurde das völkerrechtlich verbindliche Ziel verankert, die Veränderung der globalen Mitteltemperatur im Vergleich zum vorindustriellen Wert auf deutlich unter 2°C (möglichst sogar auf $1,5^\circ\text{C}$) zu begrenzen. Wie Klima- und Kohlenstoff-Kreislaufmodellrechnungen zeigen, lässt sich dies nur erreichen, wenn die Nettoemission von Treibhausgasen in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts auf null reduziert wird. In technologischer Hinsicht gibt es im Wesentlichen zwei Möglichkeiten, die gewünschte Emissionsreduktion zu erreichen, ohne gleichzeitig die Bereitstellung von Energiedienstleistungen in Frage zu stellen: (1) die Reduktion der Endenergienachfrage durch effizienzsteigernde Maßnahmen (z.B. im Gebäudebereich, in der Industrie und im Verkehr) und (2) die emissionsarme Bereitstellung der nachgefragten Endenergie (z.B. durch die Nutzung erneuerbarer Energien).

Der Vortrag beschreibt, welchen Beitrag die beiden Optionen im Rahmen von kosteneffizienten Klimaschutzstrategien leisten, die mit Hilfe sog. Integrated Assessment Modelle berechnet und in verschiedenen Publikationen des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) vergleichend analysiert wurden.

Invited Talk SYKW 1.3

Retten die Klimaingenieure die Welt?

*Jost Heintzenberg — Schloßstr. 58, 49080 Osnabrück

Die globale Ausgangslage zu Beginn des 21. Jahrhunderts stellt die Menschheit vor Herausforderungen, wie sie nie zuvor auftraten. Obwohl „Peak Oil“ wahrscheinlich schon hinter uns liegt wächst der Verbrauch fossiler Ressourcen trotz gewisser Minderungsanstrengungen weiter an und sogar die Zunahme des wichtigsten anthropogenen Treibhausgases CO₂. Die daraus folgende globale Erwärmung ist nicht mehr zu übersehen, sodass der politische Handlungsdruck wächst. Selbst ohne das notwendige Systemverständnis erscheint da Geoengineering für Viele die einzige Option, die eine rasche Abkühlung möglich macht.

Nach einer Schilderung dieser Ausgangslage wird das Thema auf „Klima-Ingenieurmaßnahmen“ im Sinne von globalen Maßnahmen gegen die Erwärmung eingegrenzt. Die höchst wünschenswerte CO₂-Vermeidung schon an den Quellen wird dabei ausgeschlossen. Anhand der Energiebilanz der Erde werden die zurzeit diskutierten Vorschläge für Klima-Ingenieurmaßnahmen beschrieben, wonach Vorteile, Nachteile und Nebeneffekte wichtiger Beispiele aus den einzelnen Klassen von Klima-Ingenieurmaßnahmen gezeigt werden.

Abschließend werden die mindestens genauso schwerwiegenden nicht-naturwissenschaftliche Seiten des Problems mit ihren ethischen, moralischen und politischen Fragen berührt.

Invited Talk SYKW 1.4

Anpassung an den Klimawandel: was kommt auf uns zu und wie müssen wir reagieren?

Daniela Jacob und *Claas Teichmann — Climate Service Center Germany, HZG, Hamburg

Meteorologische Aufzeichnungen zeigen, dass sich das Wetter und Klima weltweit ändert. Extreme Wetterereignisse nehmen in verschiedenen Regionen an Stärke und Häufigkeit zu. Ausgetrocknete Böden durch Dürren, überflutete Strassen durch Starkregen, umgeknickte Bäume und Strommasten durch Stürme und Gesundheitsprobleme während Hitzeperioden zeigen mit welchen Folgen Mensch und Natur zu rechnen haben.

Wie verändern sich diese Wetterereignisse in einem sich wandelnden Klima? Welche Herausforderungen bringt die globale Erwärmung für Städte und Regionen? Und welche Folgen hat sie für die Gesellschaft? Gibt es auch Chancen für eine zukunftsfähige Entwicklung?

Diese Fragen werden im Vortrag behandelt. Zusätzlich werden Ideen und Wege aufgezeigt, wie sich Städte und Gemeinden ebenso anpassen können wie Privatunternehmen und wie die Anpassung an den Klimawandel durch Innovation zu Fortschritt führen kann.

Allerdings ist die Anpassungskapazität der Systeme begrenzt, sodass Klimaschutz für die Begrenzung der globalen Erwärmung auf um die 2°C im Vergleich zu prä-industriellen Zeiten unerlässlich.

Strom und Gas aus der Wüste als Option für eine globale Energiewende

Michael Düren, Universität Gießen

Vorwort

Vor 20 Jahren habe ich meine erste Vorlesungsreihe zur „Energiefrage“ gehalten. Was hat sich seitdem getan? Besonders auffällig ist, dass das Thema „Klimawandel“ inzwischen omnipräsent in jeder politischen und gesellschaftlichen Diskussion ist, aber dennoch kein globaler Masterplan existiert, wie die Energiewende in einer strategischen Weise angegangen werden soll. Viele Versuche, die Energiewende politisch umzusetzen, haben offensichtliche Defizite und sind Zeugnis der Hilflosigkeit der Politik im Kräftespiel der Lobbyisten und der Wirtschaftsmacht einerseits, und der öffentlichen Meinung und der wissenschaftlichen Prognosen andererseits. Auffällig ist auch, dass gerade die Experten im Bereich der Energietechnik oft vehement die Schwächen von Reformen des Energiemarktes aufzeigen, selber aber – zumindest in der Vergangenheit – nur sehr begrenzt konstruktiv daran arbeiteten, ein dauerhaftes, umsetzbares und nachhaltiges Gesamtkonzept für die Weltenergieversorgung zu entwickeln. Es stellt sich für mich nach 20 Jahren die Frage, wie lange wir unser „business as usual“ noch durchziehen wollen und können.

Energie im gesellschaftlichen Kontext

Für die Gesellschaft spielt die Energieversorgung der Bevölkerung und der Wirtschaft eine essentielle Rolle, sie ist quasi zur Lebensader unserer auf Wachstum ausgerichteten Welt geworden. Es wird aber nicht gelingen das Energieproblem technisch zu lösen, ohne andere, teilweise viel schwerwiegendere Defizite unserer modernen Welt anzugehen. Bevor das Energieproblem im Text weiter unten aus physikalischer Sicht analysiert und einer Lösung zugeführt werden kann, sollen zunächst die gesellschaftlichen Ursachen und naturwissenschaftlichen Randbedingungen erläutert werden, die zum Energieproblem führten oder zumindest seine Lösung verkomplizieren [1].

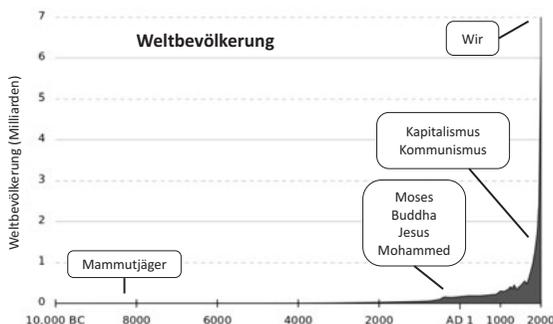


Abb. 1: Im Vergleich zu heute war die Weltbevölkerung seit der Entstehung des Homo Sapiens zunächst 200.000 Jahre vergleichsweise gering, hatte dann zu der Zeit der Entstehung der Weltreligionen einen signifikanten Anstieg, und stieg seit der Industrialisierung fast exponentiell. Es ist offensichtlich, dass diese Entwicklung aufgrund unseres begrenzten Lebensraums nicht so weitergehen kann [3]

Problem Nr. 1: Weltbevölkerung

Die Weltbevölkerung hatte in den letzten Jahrhunderten ein näherungsweise exponentielles Wachstum mit schwankenden Wachstumsraten (Abb. 1) und hat mit 7,6 Milliarden Menschen [2] einen Wert erreicht, in dem die Ernährung, der Wohlstand, und der nachhaltige Umgang mit Ressourcen und der Umwelt nicht mehr zu halten sind. Entsprechend dem demographisch-ökonomischen Paradoxon wird eine Reduktion des Bevölkerungswachstums nur möglich sein, wenn der allgemeine Wohlstand in den Ländern mit hohem Bevölkerungswachstum verbessert wird, was bedeutet, dass die Versorgung mit Nahrung, Wasser, Energie und Arbeitsplätzen verbessert werden muss.

Problem Nr. 2: Energieverbrauch

Der (anatomisch) moderne Mensch lebte 200.000 Jahre lang in einem 100% erneuerbaren Energiesystem. Solarenergie, Windenergie, Wasserkraft und Geothermie spendeten Licht und Wärme, unterstützten die Mobilität (z.B. Segelschiffe) und durch die „Erfindung“ des Feuers, was energetisch nichts anderes als die Nutzung von Biomasse war, bekam der Mensch gegenüber den Tieren einen evolutionären Vorteil. Die Energieversorgung änderte sich während der Industrialisierung, als die Nutzung von Maschinen in großem Stil durch den Abbau fossiler Brennstoffe ermöglicht wurde: zunächst Kohle, dann Öl und derzeit immer mehr Erdgas. Erstaunlich ist, dass der pro-Kopf Energieverbrauch in den industrialisierten

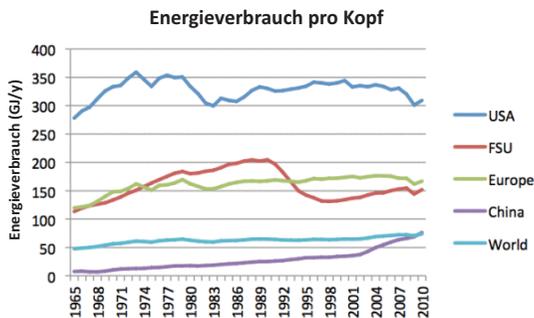


Abb. 2: Der pro-Kopf Energieverbrauch ist in den Industrieländern in den letzten 50 Jahren im Wesentlichen konstant, während er in den sich entwickelnden Ländern (China, Indien,...) stark ansteigt. Der pro-Kopf Verbrauch in Europa ist doppelt so groß wie der Weltenergieverbrauch, in den USA ist er viermal so groß [4].

Ländern seit fast 50 Jahren weitgehend konstant ist, sieht man von einigen Fluktuationen während der Ölkrise und dem Zusammenbruch der Sowjetunion ab (Abb. 2). In Europa liegt der durchschnittliche pro-Kopf Verbrauch heute bei etwa 160 GJ/Jahr, was einer mittleren Leistung von etwa 5 kW entspricht. Die Länder der früheren Sowjetunion haben einen ähnlichen Verbrauch wie wir, während die USA einen doppelt so hohen pro-Kopf Verbrauch haben. In den Industrienationen scheint sich der steigende Energiebedarf mit der Verbesserung von Energieeffizienz und von Sparmaßnahmen seit Jahrzehnten zu kompensieren. In den sich entwickelnden Ländern, insbesondere China und Indien, ist die Tendenz eine ganz andere: Der pro-Kopf Verbrauch steigt stark an und inzwischen ist der mittlere Weltenergieverbrauch pro Kopf mit etwa 2,5 kW halb so groß wie der europäische.

Multipliziert man den pro-Kopf Verbrauch mit der Größe der Weltbevölkerung erhält man den Gesamtenergieverbrauch. Der pro-Kopf Verbrauch entspricht mit 2,5 kW dem Verbrauch eines Wasserkochers. Bei 7,5 Milliarden Menschen sind das 18.000 GW, was in etwa der Leistung von 18.000 Kernkraftwerken entspricht. Diese Primärenergie von umgerechnet 160.000 TWh/Jahr wird heutzutage zu etwa 81% aus fossilen Brennstoffen (Kohle, Öl, Gas) gewonnen (Abb. 3). Dabei werden jährlich etwa 35 Gt CO₂ emittiert. Etwa 14% des Primärenergieeinsatzes sind erneuerbar und etwa 5% stammen aus Kernenergie. Diese nominellen 5% beinhalten auch die ungenutzte Abwärme der Kernkraftwerke, echte Stromerzeugung aus Kernenergie ist entsprechend geringer.

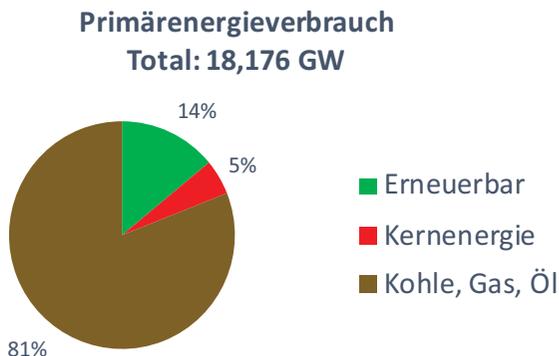


Abb. 3: Anteile der verschiedenen Energieformen am Primärenergieverbrauch. Der Weltenergieverbrauch entspricht der Energie von etwa 18.000 Kernkraftwerken. Wegen der unterschiedlichen Wirkungsgrade der verschiedenen Primärenergiequellen bei der jeweiligen Nutzung durch die Verbraucher sind die obigen Zahlen mit Bedacht zu interpretieren und als grobe Richtwerte zu verstehen (Ref.-Jahr 2008) [1,5].

Problem Nr. 3: Klimawandel

Durch die extensive Nutzung von fossilen Brennstoffen gelangen pro Jahr etwa 35 Gt CO₂ in die Atmosphäre. Dieser Ausstoß von CO₂ hat zwei direkte Folgen auf unser globales Ökosystem. Etwa die Hälfte des CO₂ bleibt in der Atmosphäre während die andere Hälfte von den Ozeanen absorbiert wird. In der Atmosphäre wirkt CO₂ als „Treibhausgas“ und sorgt für eine Erhöhung der mittleren globalen Lufttemperatur in der unteren Atmosphärenschicht. Das im Ozean absorbierte CO₂ erniedrigt als Kohlensäure den pH-Wert des Meerwassers. Als Wirkungen der globalen Erwärmung werden die Zunahme von Extremwetterereignissen, Hitzewellen, Dürren, Überflutungen, und der Anstieg des Meeresspiegels prognostiziert [6]. Die veränderten klimatischen Bedingungen werden in vielen Regionen der Welt große Auswirkung auf die Landwirtschaft haben und können dort zu Hungersnöten und klimabedingten Migrationen führen. Die Versauerung der Meere kann ebenfalls fatale Auswirkungen haben, da ein Großteil der Meeresfauna Kalkschalen besitzt, die sich in saurem Milieu verändern oder auflösen. Somit könnte durch eine Versauerung der Meere die marine Nahrungskette zusammenbrechen, was fatale Auswirkungen auch für die Welternährung haben kann.

Angesichts der ernsthaften Bedrohungslage kann man sich über die öffentliche Diskussion zum Klimawandel nur wundern. Wer in ein Flugzeug steigt, möchte wissen ob das Flugzeug mit hoher Wahrscheinlichkeit sicher am Ziel ankommt. Wird die Frage vom Piloten vor dem Start verneint, so wäre es dumm nur dann auszusteigen, wenn der Pilot zu 100% beweisen kann, dass das Flugzeug bei dem bevorstehenden Flug wirklich abstürzen wird. Die öffentliche Diskussion um den Klimawandel bewegt sich leider auf genau diesem Niveau. Im Spannungsfeld von wissenschaftlichen Analysen, gezielter Fehlinformation durch Interessensvertreter und fanatischen „Klimaleugnern“ muss die wissenschaftliche Community sich klar gegen die Macht der Desinformation durchsetzen. In einer durch „soziale“ Medien geprägten Zeit in der selbst demokratisch gewählte Regierungen „Fake News“ verbreiten, ist das schwieriger denn je.

Die Zusammenhänge zwischen solarer Einstrahlung, CO₂-Anteil in der Atmosphäre und dem Anstieg der Temperaturen und des Meeresspiegels sind in Abb. 4 dargestellt. Die Messwerte der letzten 800.000 Jahre zeigen zyklische Variationen, die durch die komplexen Simulationsprogramme der Klimawissenschaftler reproduziert werden können. Als gelernter Elementarteilchenphysiker habe ich nicht die Qualifikation die Klimamodelle zu bewerten, aber ein für die Klimadiskussion wichtiger Aspekt lässt sich direkt aus Symmetrieeigenschaften der Kurven herleiten:

Die Variation der Solareinstrahlung (Kurve „Precession“ in Abb. 4) zeigt eine Art „Schwung“, also Amplitudenmodulation, die in Frequenz und Phase klar sowohl mit dem CO₂-Anteil, wie mit den globalen Temperaturen und der Höhe des Meeresspiegels korreliert, und somit kann die Solareinstrahlung als Ursache für die Warm- und Kaltzeiten der Erde identifiziert werden, aber die Kurven zeigen keinerlei Proportionalität zwischen Ursache (Solareinstrahlung) und Wirkung (Temperatur).

Die Variationen der Solareinstrahlung zeigen eine Symmetrie bezüglich der Zeitumkehr, d.h. aus den Kurven ist nicht zu erkennen ob die Zeit vorwärts oder rückwärts läuft. Die Klimakurven sind aber keineswegs zeitumkehrinvariant. Sie zeigen bei jedem Milankovitch-Zyklus einen plötzlichen, untereinander synchronen, steilen Anstieg und dann einen langsamen, etwa 50.000 Jahre dauernden Abfall. Die Anstiegs- im Vergleich zu den Abfall-Kurven haben offensichtlich unterschiedliche Zeitkonstanten und können in dieser Hinsicht keine unmittelbare Folge der solaren Einstrahlung sein.

Alleine daraus lässt sich herleiten, dass die Erde ein stark rückgekoppeltes System sein muss, denn nur so lässt sich die Brechung der Zeitsymmetrie mathematisch erklären. Die Solareinstrahlung wirkt als Trigger, der das globale System aus dem Grundzustand (Kaltzeit) herausholt. Die steilen, synchronen Anstiege von CO₂, Meeresspiegel und Temperatur müssen durch Rückkopplungen gegenseitig bedingt sein, so dass die Wirkungen viel stärker und schneller ausgeprägt sind als durch reine Ursache-Wirkungs-Prinzipien durch die Sonneneinstrahlung zu erwarten wäre. Der Abfall ist wesentlich langsamer und durch Zeitskalen definiert, die mit dem Abbau der Rückkopplungsverstärkung zu erklären sind. Ein Beispiel für eine solche Rückkopplung ist, dass der von der Sonne erzeugte Temperaturanstieg klimawirksame Gase (CO₂, Methan, ...) aus dem Meer und den Permafrostböden ausgasen lässt. Die Rückkopplung besteht darin, dass diese Gase in der Atmosphäre durch den Treibhauseffekt zu einem weiteren Temperaturanstieg und damit wieder zu einem stärkeren Ausgasen führen. Aber letztlich wird irgendwann die Ausgasung beendet sein, und chemische und biologische Prozesse werden die Gaskonzentrationen wieder reduzieren. Dadurch wird das Gesamtsystem sich langsam wieder in den Anfangszustand bewegen.

Was bedeutet das für den anthropogenen Klimawandel? In den letzten 800.000 Jahren war das gesamte verfügbare CO₂-Menge im Klimasystem der Erde eine im Wesentlichen konstante, limitierte Größe. Bereits vor Millionen von Jahren war ein Großteil des Kohlenstoffes in

Form von fossilen Lagerstätten gebunden worden und stand somit dem Klimasystem als CO_2 nicht mehr zur Verfügung. Durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe bringt der Mensch zum ersten Mal seit 800.000 Jahren wieder mehr CO_2 in die Atmosphäre und wir können gespannt sein wie das stark rückgekoppelte Erdsystem auf diesen „Supertrigger“ reagiert. Es wäre aufgrund der obigen Überlegungen nicht verwunderlich, wenn die Reaktion stärker ausfällt als erwartet.

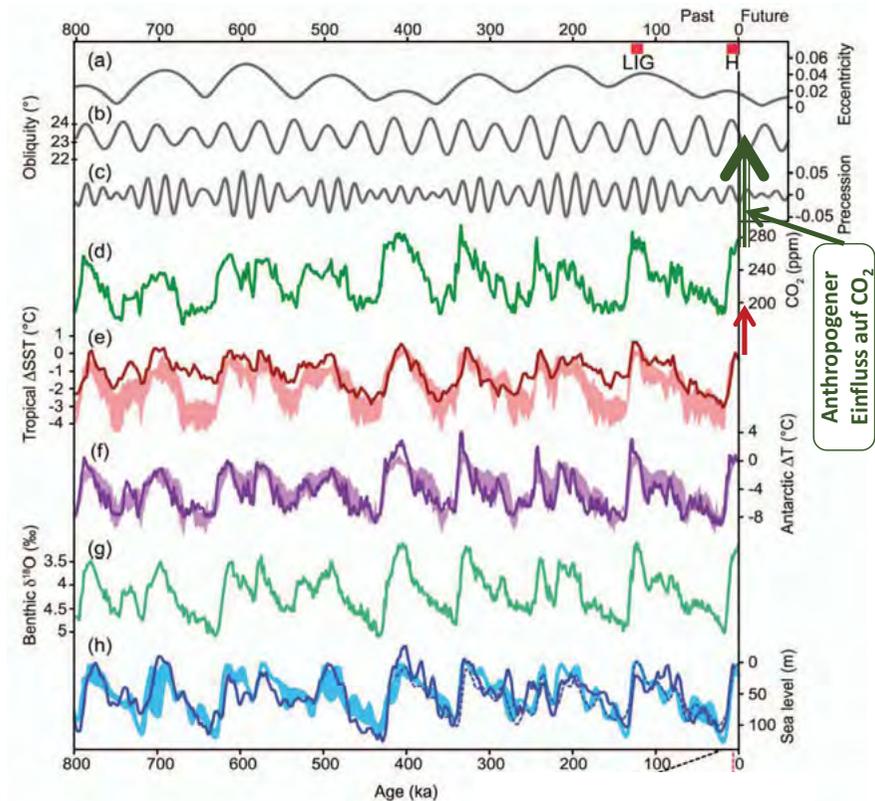


Abb. 4: Die Erde als stark gekoppeltes Klimasystem. Angetrieben wird das Klimasystem durch die Sonneneinstrahlung. Die Kurven a-c zeigen die Orbit-Parameter des Planeten Erde, welche die Intensität und die Einstrahlungsrichtung des Sonnenlichts auf die Erde definieren. Die farbigen Linien zeigen folgende experimentelle Klimadaten der letzten 800.000 Jahre: d: die atmosphärische CO_2 -Konzentration, e: die Oberflächentemperatur der tropischen Meere, f: die Temperatur in der Arktis, g: die ^{18}O -Konzentration in Ablagerungen am Meeresboden als Maß für die Meerestemperatur in großen Tiefen, h: Höhe des Meeresspiegels. Die Linien entsprechen rekonstruierten Messungen und die schattierten Bereiche stammen aus Klima-Simulationen, welche die Orbit-Parameter a-c als Input benutzen. Durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe steigt derzeit die CO_2 -Konzentration auf Werte, wie sie herrschten lange bevor der Mensch diesen Planeten besiedeln konnte (aus [7]; Pfeile zugefügt).

Problem Nr. 4: Kapitalismus

Unser globalisiertes, kapitalistisches Wirtschaftssystem hat sich in den letzten Jahrzehnten extrem effizient entwickelt. Zusammen mit Wissenschaft und Technik ist es gelungen Milliarden Menschen mit Nahrung und Wohlstand zu versorgen. Die Schattenseiten unserer industrialisierten Gesellschaft liegen ebenfalls auf der Hand: Umweltverschmutzung, Ressourcenknappheit, Bevölkerungswachstum und ein steigendes Potential zur großräumigen Vernichtung unserer Lebensgrundlagen durch chemische, biologische und nukleare Stoffe.

Thema dieses Artikels ist die Energiewende, die als Teil einer umfassenderen Wende unserer Zivilisation zu einer nachhaltigen Lebensweise gesehen werden muss. Globalisierte Märkte verringern den Einfluss lokaler Politik und Wirtschaft zugunsten internationaler Konzerne und mehr und mehr zugunsten der Kräfte im internationalen Finanzmarkt. Schaut man sich die Verteilung des Wohlstandes an (Abb. 5), so erkennt man schnell, dass unser Wirtschaftssystem dazu geführt hat, dass die Reichen immer reicher wurden und das Kapital sich immer stärker konzentriert hat. Etwa die Hälfte des Wohlstands (45%) lag 2016 im Besitztum von 0,7% der Bevölkerung. Schaut man sich die zeitliche Entwicklung der letzten Jahre an, so stellt man fest, dass 70% der Bevölkerung 2010 nur etwa 8% von dem besaßen, was sie besitzen würden, wenn alle Menschen gleich reich wären. Dieser Anteil wurde in den letzten 6 Jahren nochmals mehr als halbiert auf 2,4%. Im Extremfall führt diese besorgniserregende Entwicklung dazu, dass große Potentiale in der Weltbevölkerung für die kreative Weiterentwicklung unserer Zukunft wegfallen, wenn ihr Einfluss und ihre Entwicklungsmöglichkeiten durch die Konzentration der Macht marginalisiert werden. Das kapitalistische Wirtschaftssystem, welches vom freien Kräftespiel vieler kreativer Akteure lebt, beraubt sich durch eine zu starke Zentralisierung der wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Macht seiner eigenen Stärke.

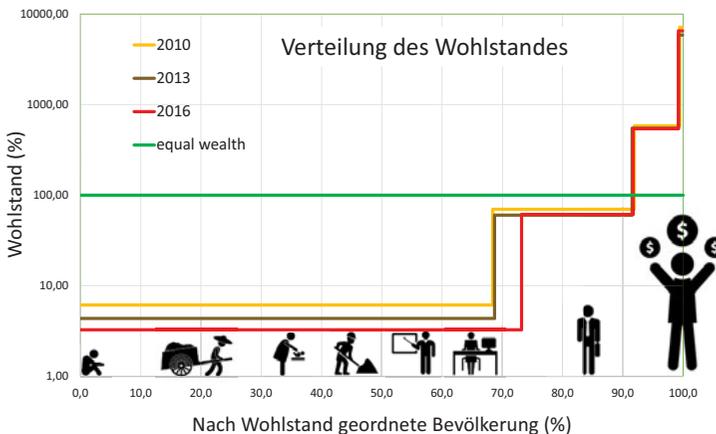


Abb. 5: Das Diagramm zeigt die Häufigkeitsverteilung der nach ihrem Wohlstand geordneten Weltbevölkerung. 100% entspricht dem Wohlstand, den jeder haben würde, wenn der Wohlstand gleichverteilt wäre. Heute haben 0,7% der reichsten Menschen 6500% des Durchschnitts, während 73% der Weltbevölkerung einen Faktor 30 weniger haben als sie haben würden, wenn der Wohlstand gleichmäßig verteilt wäre. Der Wohlstandsanteil der „Durchschnittsmenschen“ hat sich in den letzten 6 Jahren halbiert [1,8].

Die Energiewende

Der sich abzeichnende Klimawandel verlangt eine grundlegende Änderung der Energiepolitik bei der die Reduktion des CO₂-Ausstoßes im Fokus stehen muss. Die Energiewende ist nicht nur eine intellektuelle, technische und gesellschaftliche, sondern auch eine ethische Herausforderung an die Menschheit. Aus Sicht des Autors soll das zukünftige Energiesystem folgende Kriterien erfüllen:

- **Einfachheit**, damit die Technik trotz begrenzter menschlicher Ressourcen in allen Ländern der Erde implementiert werden kann.
- **Sicherheit**, denn eine neue Technologie soll nicht mehr neue Probleme schaffen als sie löst.
- **Nachhaltigkeit**, denn wir wollen nicht in naher Zukunft unser Energiesystem wieder umkrempeln müssen.
- **Machbarkeit (statt Bezahlbarkeit!)** In politischen Diskussionen hat die „Bezahlbarkeit“ der Energiewende einen hohen Stellenwert. „Bezahlbar“ bedeutet im politischen Sprachgebrauch, dass die industrielle Produktion weiterhin global konkurrenzfähig bleiben soll und die finanzielle Belastung der Bevölkerung im Rahmen bleiben muss. Dabei werden die externen Kosten und Risiken der konventionellen Energieversorgung für die jetzige und für spätere Generationen oft ignoriert. Letztlich ist die „Bezahlbarkeit“ aber zweitrangig, wenn man davon ausgeht, dass die Energiewende essentiell für das Überleben unserer Zivilisation ist. Die „Kosten“ sind letztlich virtuelle Größen unseres jeweiligen Wirtschaftssystems. Was zunächst zählt ist die Frage, welche Art der Energiewende kurzfristig technisch machbar und nachhaltig durchführbar ist, inklusive der Verfügbarkeit der materiellen Ressourcen und der notwendigen Manpower.

Folgende grundlegende Optionen stehen zur Verfügung, um den CO₂-Ausstoß in die Atmosphäre signifikant zu verringern bzw. zu beenden:

1. **Kernenergie:** Primärenergieerzeugung durch *Kernspaltung* oder *Kernfusion*
2. **CO₂-Sequestrierung (CCS):** Abscheidung und Endlagerung des fossil erzeugten CO₂ bevor es in die Atmosphäre gelangt
3. **Erneuerbare Energie:** Primärenergieerzeugung durch Sonne, Wind, Wasser, Erdwärme und Biomasse
4. **Energieeinsparung:** Verringerung des Energieverbrauchs durch Effizienzsteigerung, Technologiewechsel und Sparmaßnahmen

Alle obigen Optionen sind technisch prinzipiell machbar, die eigentliche Herausforderung besteht in der Größenordnung der globalen Umsetzung, da eine Lösung auf einer globalen Skala von 16.000 GW gesucht wird. Über die Frage, welche der obigen vier Optionen in Zukunft verfolgt werden sollen gehen die Meinungen weit auseinander. Die Meinung des Autors ist sicherlich nicht repräsentativ und soll hier nur kurz aufgelistet werden:

1. Um einen signifikanten Beitrag des Primärenergiebedarfs durch *Kernspaltung* zu decken werden tausende von Kernkraftwerken überall in der Welt gebraucht, was bedeutet, dass auch in Kriegsgebieten und in Ländern mit instabilen Regierungen nukleare Materialien für terroristische Anschläge und für den Bau von Kernwaffen zur Verfügung stehen und Kernreaktoren als Ziele militärischer Angriffe genutzt werden können. Aus Sicht des Autors werden dadurch mehr Probleme erzeugt als durch die Kernenergieerzeugung gelöst werden. Die Energieerzeugung durch *Kernfusion* wird in wenigen Jahrzehnten technisch machbar sein, jedoch wird die Kernfusion durch magnetischen Einschluss technisch so aufwendig sein und bleiben, dass ein Aufbau und Betrieb von tausenden Kernfusionsreaktoren in allen Teilen der Welt innerhalb von

Jahrzehnten schon daran scheitern wird, dass es nicht genügend qualifizierte Manpower und hochwertige Materialien für diese komplexen Anlagen gibt.

2. Eine erfolgreiche globale Anwendung von CCS würde – wenn sie denn machbar wäre – jeden Tag 100 Megatonnen von flüssigem CO₂ erzeugen, welche sicher über Jahrhunderte endgelagert werden müssten. Berücksichtigt man, dass CO₂ ein geruchsloses, tobringendes Gas ist, und 1 Liter auslaufendes flüssiges CO₂ in einem schlecht gelüfteten Raum reicht, um alles menschliche und tierische Leben darin zu töten, so ist die Vermutung nicht abwegig, dass auch CCS mehr Probleme schafft als es löst, wenn es in globalem Maßstab angewendet und endgelagert wird. Insbesondere müssen alle Endlagerstätten über Generationen gasdicht bleiben und von Wasserströmungen ferngehalten werden, damit das CO₂ weder aufsteigt und die Bodenfauna abtötet, noch das Grundwasser versauert und letztlich doch in die Atmosphäre oder ins Meer gelangt.
3. Erneuerbare Energien stehen global in einem Umfang zur Verfügung, der den Primärenergiebedarf um ein Vielfaches übersteigt. Alleine in den Wüsten unserer Erde wird soviel Solarenergie eingestrahlt, dass damit ein 20-faches des Primärenergiebedarfs unserer Gesellschaft gedeckt werden könnte (Abb. 6). Erneuerbare Energien können heutzutage einfach, sicher und nachhaltig genutzt werden und sind in manchen Regionen der Welt bereits heute wirtschaftlich allen anderen Energieformen überlegen, insbesondere wenn externe Kosten, also z.B. wie Umwelt- und Gesundheitskosten, mitberücksichtigt werden.
4. Energieeinsparung ist wichtig und langfristig kostengünstig, löst alleine aber nicht das Energieproblem, da der pro-Kopf Verbrauch in Industrieländern nicht um große Faktoren (z.B. einen Faktor 5) reduziert werden wird und der pro-Kopf Verbrauch in den sich entwickelnden Ländern vorerst weiter steigen wird, um dort den Lebensstandard und die wirtschaftliche Produktion zu steigern. Der Schlüssel zur Energiewende liegt also in dem Ausbau erneuerbarer Energien bei gleichzeitiger Steigerung der Energieeffizienz und der Reduzierung von unnötigem Energieverbrauch.

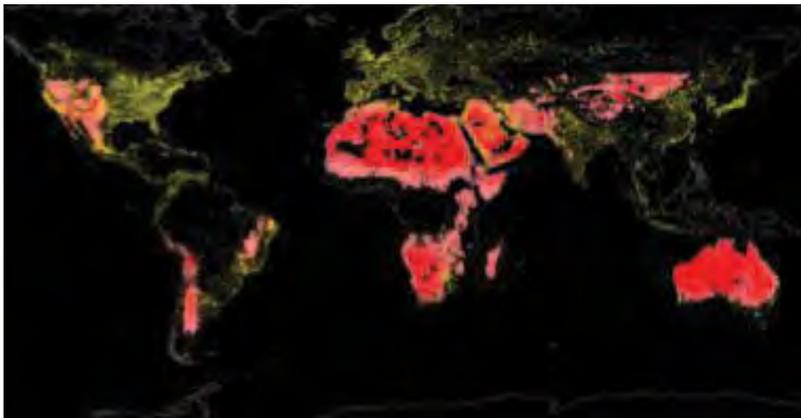


Abb. 6: Die Wüstenregionen der Erde haben ein Solarpotential von etwa 340.000 GW elektrischer Leistung und überschreiten damit den Primärenergiebedarf der Menschheit um einen Faktor 20 (Gemittelt über Tag und Nacht und die Jahreszeiten; bei bewährter Technologie (ermittelt in 2008) und 4,5% Landnutzungsfaktor) [9].

Das Energiesystem der Zukunft

Erneuerbare Energien werden in Zukunft eine immer wichtigere Rolle spielen. Die Meinungen gehen darüber auseinander wie hoch der Anteil der erneuerbaren Energien in Zukunft sein kann, sein soll und sein wird. Im Folgenden wird untersucht, wie ein 100% erneuerbares Energiesystem aus heutiger Sicht optimal aussehen würde. Dazu werden die Energiegewinnung, der Transport, die Speicherung und der Verbrauch analysiert (Abb. 7) und im Folgenden separat diskutiert.

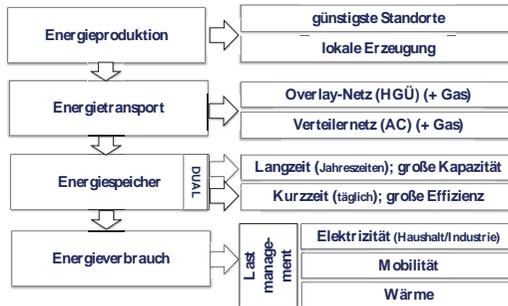


Abb. 7: Ein zu 100% erneuerbares Energiesystem gewinnt seine Energie teilweise lokal und teilweise an besonders ertragreichen Standorten. Es braucht ein effizientes großräumiges „Overlay“-Netz zum Ausgleich von regionalen Leistungsschwankungen sowie ein lokales Verteilernetz. Eine Kombination aus saisonalen Langzeitspeichern mit großen Speicherkapazitäten und einem Kurzzeitspeichersystem mit besonders hoher Effizienz für stündliche und tägliche Schwankungen bildet das „duale“ Energiespeichersystem zum Ausgleich zeitlicher Leistungsschwankungen. Auf der Verbraucherseite wird für die Sektoren Transport, Wärme und Elektrizität ein effizientes, gekoppeltes Lastmanagementsystem aufgebaut, um Fluktuationen in der Bereitstellung und im Verbrauch der Energie optimal kompensieren zu können [1].

Schritt 1: Energiegewinnung

Erneuerbare Energien stehen in großen Mengen als Solar- und Windenergie zur Verfügung, sowie als Wasserkraft, geothermische Energie und Biomasse. Je nach Standort sind einzelne Energieformen an bestimmten Standorten besonders günstig und in riesigen Mengen zu gewinnen. Herausragende Beispiele sind die fast unendlichen Mengen an Solarenergie, die in den Wüsten zur Verfügung stehen, sowie die großen Mengen an Windenergie in küstennahen Regionen, offshore und auf Bergkämmen bestimmter geographischer Regionen (z.B. in Passatwind-Regionen). Im DESERTEC-Konzept wurde bereits 2008 darauf hingewiesen, dass die Gesamtkosten für Produktion und Transport von Energie in großem Stil in vielen Fällen gegen die lokale Stromerzeugung und für die Nutzung von entfernten Standorten zur Energieproduktion sprechen [10]. Bei großen Energiemengen ist es wesentlich effizienter und preisgünstiger eine PV-Anlage in Nordafrika zu betreiben und den Strom nach Deutschland zu transportieren statt die Anlage in Deutschland zu betreiben. Dennoch gibt es natürliche Argumente für eine lokale Stromerzeugung, die im Fall Deutschlands in den letzten Jahrzehnten starke Befürworter in der Solarenergie-Community und der Politik hatte.

Deutschland gilt als Vorreiter der Energiewende. Jedoch ist manch ein Instrument zur Umsetzung der Energiewende in der Vergangenheit geradezu so gestaltet worden, dass es scheitern musste oder zumindest nicht das erreicht hat, was mit diesem Geld hätte erreicht

werden können. Markantes Beispiel ist das deutsche EEG zur Förderung von PV auf Dächern, das von Beginn an von der Kernkraft-Lobby hinter vorgehaltener Hand begrüßt wurde, und zwar als Instrument, um der Bevölkerung endgültig zu zeigen, dass die Energiewende teuer ist und ins Nichts führt. Dennoch war das Instrument damals politisch opportun, um die Befürworter der Energiewende hinter sich zu bündeln und gleichzeitig durch Aufbau einer PV-Industrie in Ostdeutschland die Neuen Bundesländer wirtschaftlich fördern zu können. Die hohen integralen Kosten dieses Programms sollten erst einige Legislaturperioden später auflaufen und zu politischen Auseinandersetzungen führen. Weiteres Geld hätte damals gebraucht werden können, um mittelständische Solarunternehmen beim Wettbewerb im globalen Markt zu unterstützen. Stattdessen sind inzwischen die Patente der deutschen PV-Industrie längst von asiatischen Produzenten aufgekauft worden und die Vorreiterrolle Deutschlands ohne Not an andere Länder abgegeben worden.

Ebenfalls scheiterte damals das DESERTEC Projekt, bei dem durch europäische Anschubfinanzierung langfristig ein kostengünstiges System zur gemeinsamen nachhaltigen Stromversorgung von Nordafrika und Europa aufgebaut werden sollte. DESERTEC sollte nicht nur der Energieversorgung dienen, sondern auch den nordafrikanischen Ländern zusätzliche wirtschaftliche Perspektiven geben, um den Migrationsdruck zu verringern.

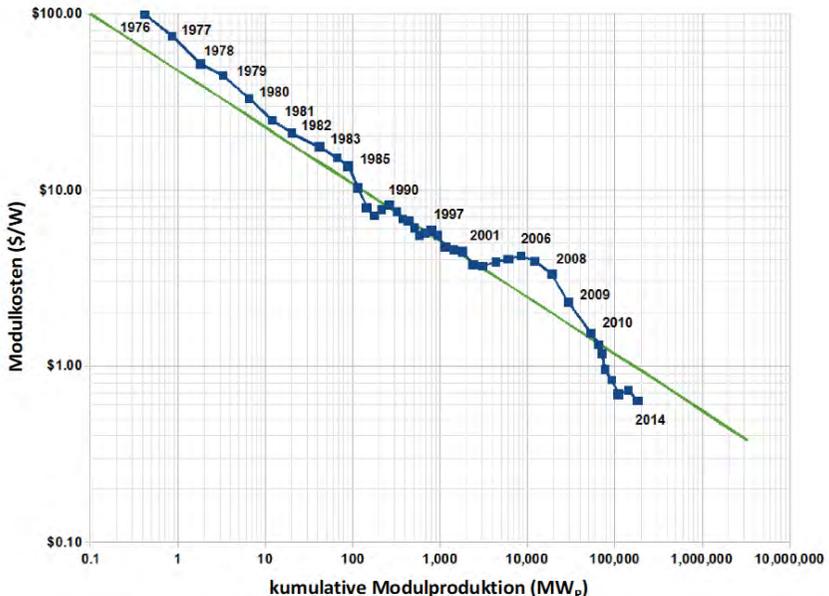


Abb. 8: Aufgrund von wirtschaftlichen Skaleneffekten sinkt der PV-Modulpreis mit steigender Produktionszahl [11].

Heute, 10 Jahre später, sieht die Situation anders aus: Die PV-Module haben einen extremen Preisverfall durchgemacht, so dass sich heute PV-Anlagen in den sonnenreichen Gebieten auch ohne externe Finanzierung gegenüber den konventionellen Anlagen wirtschaftlich durchsetzen können. Abb. 8 zeigt den Preisverfall der PV-Module. An idealen Standorten liegen die Stromgestehungskosten bereits unter 2 ct/kWh (Abb. 9) und damit unter den

Kosten konventioneller Stromproduktion, und das, ohne dass Subventionen für erneuerbare Energien gezahlt werden und ohne Berücksichtigung der externen Kosten für konventionelle Kraftwerke [12].



Abb 9: An idealen Solarstandorten (Chile, arabische Halbinsel, Mexiko) sanken die Stromgestehungskosten in den letzten Jahren auf unter 2 ct/kWh [12].

Schritt 2: Energietransport

In der klassischen Energieversorgung sind Energiequellen (Ölfeld, Kohlemine, Uranbergwerk), Energieumwandlung (Raffinerien, Kraftwerke) und Verbraucher (Industrie, Haushalte, Fahrzeuge, ...) räumlich getrennt. Unterschiedliche Verteilernetze (Öltanker, Eisenbahnen, Stromleitungen, ...) sorgen für die Energiebelieferung vor Ort. Bei erneuerbaren Energien gibt es zwei neue Aspekte bezüglich des Energietransports.

Die dezentrale Verfügbarkeit von Sonne, Wind und anderen erneuerbaren Energiequellen erlaubt eine dezentrale Versorgung des Verbrauchers, so dass zunächst der Energietransport an Bedeutung zu verlieren scheint. In manchen Gebieten mit dünner Besiedelung (insbes. z.B. in Australien) ist bereits heute eine autarke Versorgung der Bevölkerung mit Strom durch PV-Panel in Kombination mit Batteriespeichern preisgünstiger als die konventionelle Versorgung durch zentrale Großkraftwerke und großräumige Stromnetze. Dabei wird aber oft vergessen, dass der Stromsektor im privaten Bereich nur einen kleinen Anteil am Gesamtenergieverbrauch hat. Öl oder Gas für die Heizung, Benzin fürs Auto, und der Energieverbrauch in der Landwirtschaft und für die Produktion der Konsumgüter wird bei diesen Autarkieüberlegungen oft nicht berücksichtigt. In einem 100% erneuerbaren Energiesystem muss das Gesamtsystem betrachtet werden. Dabei stellt sich schnell heraus, dass die Bedeutung des Energietransportes für erneuerbare Energiesysteme gegenüber konventionellen Systemen sogar noch an Bedeutung gewinnt. Das hat wiederum zwei Gründe:

1. Ein Hauptnachteil der erneuerbaren Energien sind ihre zeitlichen Fluktuationen. Da Produktion und Verbrauch nicht nur *zeitlich*, sondern auch *räumlich* schwanken, können großräumige Energieverteilernetze die *räumlichen* Schwankungen nutzen, um die *zeitlichen* lokalen Schwankungen stark zu reduzieren und teilweise auszugleichen. Generell gilt, dass statistische Schwankungen umso besser ausgeglichen werden können,

je mehr Erzeuger und Verbraucher zusammenschaltet werden. Bei Wind und Sonne kommt dazu, dass ein Großteil der Schwankungen wetterbedingt sind und insofern Energienetze in Betracht gezogen werden sollten, die größer als die typischen Hoch- und Tiefdruckgebiete sind. Wir reden somit von Energienetzen mit Transportweiten von 1000 km und mehr. Im Fall Deutschlands gehört dazu insbesondere die Vernetzung mit skandinavischen und nord-afrikanischen Ländern. Energienetze sind auch bei diesen Größenordnungen prinzipiell preiswerter als Energiespeicher zum Ausgleich der wetterbedingten Schwankungen.

- Die Energieerzeugung erneuerbarer Energien ist an bevorzugten Standorten wie oben beschrieben um Faktoren preisgünstiger als an manch anderen Standorten. Das gilt für alle erneuerbaren Energiequellen. Demgegenüber sind die Kosten für den Energietransport gering, insbesondere dann, wenn die Energienetze sowieso für den Ausgleich von Fluktuationen (siehe Punkt 1.) bereitgestellt werden müssen. Sobald es einen freien Markt für erneuerbare Energien gibt, der nicht durch komplexe, länderspezifische Einspeisevergütungssysteme verzerrt wird, werden sich Produzenten durchsetzen, die den Strom dort produzieren wo er besonders günstig ist und wo die Fluktuationen geringer sind (Solarenergie aus dem sonnigen Süden, Windenergie aus den Küstenregionen, Biogas aus Regionen mit guten landwirtschaftlichen Wachstumsbedingungen).

Für großräumigen Stromaustausch sind die derzeitigen Wechselstromverbundnetze ungeeignet wegen ihrer großen Verluste auf großen Entfernungen und den Problematiken mit Blindströmen und großräumigen Blackouts bei starken Lastschwankungen. Es wird zukünftig ein tragfähiges, übergeordnetes, sogenanntes „Overlay-Netzwerk“ mit Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) gebraucht (Abb. 10), denn nur so kann Strom mit geringen Verlusten ($< 3,5\%/1000 \text{ km}$) und geringen Kosten ($< 1 \text{ ct/kWh} / 1000 \text{ km}$; bei Vollast) über große Entfernungen übertragen werden. Wegen der hohen Kosten für Inverter-Stationen wird man in Zukunft den Transport über große Entfernungen in HGÜ-Technologie realisieren und das Verteilernetzwerk in konventioneller Wechselstromtechnik belassen, welches dann nur noch die Aufgabe hat, den Strom lokal zu verteilen bzw. zwischen lokalen Erzeugern und Verbrauchern untereinander auszutauschen.

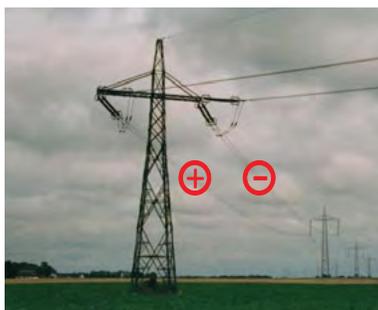


Abb. 10: Zusätzlich zum Wechselstromverteilernetz wird in Zukunft ein Overlay-Gleichstromnetz gebraucht, welches die zeitlichen Schwankungen in Erzeugung und Verbrauch durch großräumige Vernetzung reduziert. Dieses Netzwerk wird in Hochspannungsgleichstromtechnik realisiert, um Transportverluste zu minimieren. Es kann oberirdisch oder als Erdkabel realisiert werden. Eine weitere Möglichkeit zum Energietransport auf große Entfernungen besteht in Pipelines für den Transport erneuerbarer Gase [13].

Zusätzlich zu dem Overlay-Gleichstromnetz, welches dem überregionalen Stromausgleich und internationalen Stromhandel dient mag es sinnvoll sein, auch in Zukunft weiterhin Gaspipeline-Systeme zu betreiben, welche erneuerbar generierte Gase von günstigen Produktionsstandorten zu den Verbrauchern bringen. Diese Gaspipelines (und Flüssiggastanker) bekommen ihre besondere Bedeutung durch die im nächsten Kapitel beschriebenen Gasspeichersysteme.

Schritt 3: Energiespeicherung

Eine hundertprozentige Verfügbarkeit von Energie lässt sich mit erneuerbaren Energien nur dann realisieren, wenn entsprechend große Energiespeicher vorhanden sind, die auch dann Strom liefern, wenn die Sonne nicht scheint und der Wind nicht ausreichend weht. Energiespeicher sind charakterisiert durch ihre Kapazität, ihre Effizienz, ihre Leistung bei Ladung und Entladung (kann der Speicher Leistungsspitzen abfangen?) und natürlich ihre Kosten. Man kann sich leicht überlegen, dass ein Speichersystem eine hohe Effizienz braucht, damit der Primärenergiebedarf nicht in die Höhe schnell. Zusätzlich braucht man große Kapazitäten, um saisonale Schwankungen der Windenergie und insbesondere der Solarenergie in unseren Breiten ausgleichen zu können. Abschätzungen der Kosten solcher Speichersysteme zeigen, dass ein solches System extrem teuer und aufwendig sein kann [14].

Speichertyp	Kurzzeit	Langzeit
Technologie	Batterien, Pumpspeicher, bedarfsgesteuerte Wasserkraft, CSP mit Wärmespeicher, ...	Gasspeicher
Kapazität C	Groß: deckt Strombedarf von 1-2 Tagen	Riesig: deckt Stromversorgung über einige Monate oder mehr
Max. Ladeleistung	Sehr groß: Deckt überschüssige Spitzenleistung bei Solar und Wind	Mittel: Aufladevorgang (power-to-gas) zu Zeiten mit geringem Energieverbrauch oder aus Kurzzeitspeichern oder bei hohem Überschuss von Erneuerbaren Zusätzlich: Direktes Füllen mit Biogas wann immer verfügbar.
Max. Entladeleistung	Sehr groß: Deckt Spitzenleistung im Verbrauch und stabilisiert das Netz	Groß: Deckt den täglichen durchschnittlichen Energieverbrauch (aber nicht die Spitzenleistung) Entladung durch GUD-Kraftwerke („Grundlast“), Brennstoffzellen und/oder Gasturbinen (Spitzenleistung)
Effizienz η	Groß: ~80-100%	Mittel: ~30-45%
Zykluszeit T_c	Kurz: einige Tage (2-10)	Lang: ein oder mehrere Jahre (1-5)
Energieverlust pro Jahr $(1-\eta)/\eta * C/T_c$	Moderat: ~0...50 C/y	Moderat: ~0.2...2.3 C/y

Tabelle 1: Im dualen Speicherkonzept werden Kurzzeitspeicher mit einer hohen Effizienz und Langzeitspeicher mit einer hohen Kapazität gemeinsam eingesetzt. Die Langzeitspeicher brauchen keine hohe Effizienz zu haben, da sie lange Zykluszeiten haben – typisch ein Zyklus pro Jahr - und sich deshalb Effizienzverluste (Verluste beim Laden und Entladen z.B. durch Transformation der Energieform) nur einmal im Jahr auswirken. Durch Kombination kleiner effizienter Speicher mit großen preiswerten Speichern lassen sich die Gesamtkosten der Speichersysteme stark reduzieren [1].

Eine genauere Analyse der Anforderungen an das Speichersystem zeigt aber einen Ausweg aus dem Kostendilemma: Der Schlüssel liegt im **dualen Speicherkonzept**, welches zwei unterschiedlichen Zeitskalen der Energieschwankungen ausnutzt [1,15,16]:

1. Kurzzeitspeicher mit hoher Effizienz gleichen die kurzfristigen Schwankungen aus, insbesondere Schwankungen im Minuten- und Stundenbereich und damit den Tag-Nacht-Rhythmus im Verbrauch und in der Solareinstrahlung. Typische Kurzzeitspeicher mit hoher Effizienz sind Batterien, Pumpspeicherkraftwerke und Wärmespeicher von solarthermischen Kraftwerken.
2. Langzeitspeicher mit hohen Kapazitäten gleichen mittel- und langfristigen Schwankungen aus, insbesondere von Solar- und Windenergie im Lauf der Jahreszeiten, aber sie dienen auch als Backup für Zeiten, wenn die Anforderungen an die Kurzzeitspeicher ungewöhnlich hoch sind. Typische Langzeitspeicher sind Gasspeicher für erneuerbare Gase (e.g. Wasserstoff und Biogase) und Speicher für flüssige und feste Brennstoffe aus Biomasse oder anderweitiger erneuerbarer Produktion.

Es zeigt sich, dass die Kosten im dualen Speicherkonzept extrem reduziert werden, da die enormen Kapazitäten der saisonalen Speicher mit günstigen Gasspeichern realisiert werden, und die kostspieligen Speicher mit hohem Wirkungsgrad nur für die relativ geringen Kapazitäten der Kurzzeitspeicher gebraucht werden. Wie in Tabelle 1 dargestellt hat das damit zu tun, dass die Zykluszeiten der saisonalen Speicher so groß sind, dass die Verluste durch ihre geringe Effizienz nicht stark ins Gewicht fallen, da sie im Integral nur einmal im Jahr anfallen, während die Verluste der Kurzzeitspeicher täglich anfallen. Das Gasspeicherkonzept hat darüber hinaus den Vorteil, dass es für eine Übergangszeit mit Erdgas gespeist werden kann und somit einen graduellen Übergang vom fossilen zum erneuerbaren Energiezeitalter ohne zusätzlichen Technologiesprung erlaubt. Große preiswerte Gasspeicher sind in Deutschland bereits vorhanden und durch einen weiteren Ausbau werden sie auch in einem zukünftigen erneuerbaren Energiesystem ihre Rolle als strategische Reserve behalten. Zusammen mit preiswerten Gasturbinen bilden sie ein dezentrales Backup-System bei Problemen in der zentralen Stromversorgung.

Schritt 4: Energieverbrauch

Der Gesamtenergieverbrauch beinhaltet Anteile aus den Sektoren Mobilität, Wärme und Elektrizitätsversorgung. Die „Energiewende“ bezieht sich bisher fast ausschließlich auf den Elektrizitätsmarkt, der weltweit nur etwa 17% des Gesamtenergiemarktes ausmacht. Mobilität (Benzin, Diesel) und Wärme (Öl, Kohle, Gas) werden heutzutage größtenteils noch aus fossilen Brennstoffen gespeist. In einem zukünftigen 100% erneuerbaren Energiesystem wird ein Großteil der Primärenergie aus Sonne, Wind und Wasser erzeugt werden und wird insofern primär in Form von Elektrizität bereitgestellt. Insofern ist davon auszugehen, dass auch der Verbraucher auf Elektrizität umgestellt werden wird, um zusätzliche Konversionsverluste zu vermeiden und die Technik einfach zu halten. Eine Elektrifizierung des Mobilitätsmarktes geht einher mit einer großen Effizienzsteigerung, da Elektromotoren in Kombination mit Batterien eine Effizienz haben, die bei über 90% liegt, im Gegensatz zu Verbrennungsmotoren mit einer Effizienz im Bereich von 40%. Auch eine Elektrifizierung des Wärmemarktes führt zu großen Effizienzsteigerungen, weil die bisherigen Wirkungsgrade mit etwa 100% bei Gas- und Ölbrennern auf Wirkungsgrade von typisch 400-500% bei elektrischen Wärmepumpen gesteigert werden können.

Neben der Effizienzsteigerung hat die Elektrifizierung des Mobilitäts- und Wärmemarktes aber noch einen weiteren großen Vorteil. Wir haben bereits gelernt, dass die Schwankungen der erneuerbaren Energien durch räumliche Mittelung mit großen „Overlay-Netzen“ reduziert werden, und dass das „Duale Speicherkonzept“ durch zeitliche Mittelung von Energie eine gleichmäßige Versorgung garantiert. Drittes Element im Kampf gegen die Volatilität ist ein umfassendes Lastmanagement. Die Idee dabei ist, dass nicht jeder Verbraucher zu jeder Zeit mit Energie beliefert werden muss. Logischerweise sollten medizinische Geräte, Beleuchtung,

Fernseher und Aufzüge zu 100% zuverlässig verfügbar sein, aber Waschmaschine, Trockner oder Staubsauger brauchen das nicht. Untersuchungen haben gezeigt, dass ein solches Lastmanagement im Haushalt, bei dem z.B. die Waschmaschine nachts betrieben wird, nur wenig Auswirkung auf den Gesamtstromverlauf hat. Richtig effizient wird ein Lastmanagementsystem erst, wenn der Wärme- und Mobilitätsmarkt elektrifiziert und in das System integriert wird. In dem Fall wird das Gesamtstromsystem viel größer und große Anteile der Leistung lassen sich zeitlich verschieben, da es beispielsweise beim Aufladen von Autobatterien auf Parkplätzen wie auch beim Heizen oder Klimatisieren von Häusern im Großteil der Fälle nicht darauf ankommt, ob die Energie eine halbe Stunde früher oder später geliefert wird oder kurzfristig abgeschaltet wird.

Abbildung 11 fasst die wesentlichen Elemente eines 100%-igen erneuerbaren Energiesystems schematisch zusammen.

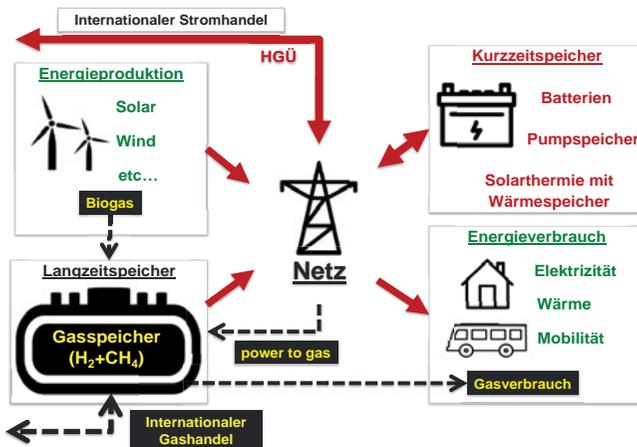


Abb. 11: In einem 100%-igen erneuerbaren Energiesystem wird die Energie zu einem großen Anteil durch Solarkraftwerke und Windanlagen in Form von elektrischer Energie bereitgestellt. Dazu kommen regional unterschiedlich Wasserkraft, Wellenkraftwerke, Geothermie, und Biomasse. Zum Transport und zum Ausgleich von Schwankungen wird ein großräumiges Overlay-Gleichstromnetz gebraucht, was gleichzeitig auch für den internationalen Stromhandel genutzt wird. Der lokale Stromtausch und die Anbindung der Verbraucher werden wie bisher mit einem Wechselstrom-Verteilernetz erfolgen. Durch eine Elektrifizierung des Mobilitäts- und Wärmemarktes wird eine signifikante Effizienzsteigerung im Energieverbrauch erreicht. Gleichzeitig kann durch die Elektrifizierung das Lastmanagement auf alle drei Sektoren ausgeweitet werden, um als gekoppeltes System die Energiefluktuationen in Erzeugung und Verbrauch effizienter auszugleichen. Für die restlichen Schwankungen, die weder vom großräumigen Stromnetz, noch durch Lastmanagement aufgefangen werden können, wird ein kostengünstiges Speichersystem gebraucht. Das „Duale Speicherkonzept“ besteht aus effizienten Kurzzeitspeichern (Batterien, Pumpspeicherkraftwerken, etc.) sowie großvolumigen Gasspeichern, die auf preiswerte Weise Energie ganzjährig zwischenspeichern. Die Gasspeicher werden durch power-to-gas sowie Biogas gespeist. Gasturbinen, Brennstoffzellen und GUD-Kraftwerke wandeln bei Bedarf das Gas zurück in elektrische Energie. Im Zuge der Energiewende können die Gasspeicher zunächst wie bisher mit Erdgas betrieben werden, um dann nach und nach den Erdgasanteil durch erneuerbares Gas (P2G und Biogas) zu ersetzen [1].

Solarenergie aus der Wüste

Für die Produktion von Solarenergie haben die Wüstenregionen der Erde eine besondere Bedeutung. In vielen Wüstenregionen sind die Einstrahlungswerte hoch, es gibt wenig Unterbrechungen durch Bewölkung und die Vorhersagegenauigkeit und Zuverlässigkeit der Solarstromerzeugung ist sehr groß. Dazu erlaubt der hohe Anteil der Direktstrahlung den Bau fokussierender Systeme. Neben der Stromerzeugung durch PV-Panel hat die Stromerzeugung mit solarthermischen Kraftwerken in den Wüsten ein hohes Potential. Während einachsige nachgeführte solarthermische Rinnenkraftwerke bereits ihre Serienreife erreicht haben, sind zweidimensional nachführende Turmkraftwerke immer noch in der Entwicklungsphase (siehe Abb. 12).



Abb. 12: Solarturmkraftwerke fokussieren Sonnenlicht zweidimensional und erzeugen Wärmeenergie bei hohen Temperaturen. Die Energie kann in Wärmespeichern zwischengespeichert werden und bei Bedarf mit hohem Wirkungsgrad in Strom umgewandelt werden. Mit Hilfe katalytischer Prozesse können ohne Umweg über die Stromerzeugung direkt erneuerbare Energieträger (z.B. Wasserstoff) erzeugt werden (Foto: Turmkraftwerk Khi Solar One, Südafrika) [17].

Der Preisverfall der PV-Module lässt solarthermische Anlagen derzeit in den Hintergrund treten, langfristig haben aber insbesondere Solartürme ein hohes Potential aus vier Gründen:

1. Aufgrund der hohen Konzentration ist der Carnot-Wirkungsgrad für die Nutzung der Solarenergie recht hoch. Bei 1000°C erhält man theoretisch etwa $\eta = (1273\text{K} - 373\text{K}) / 1273\text{K} = 70\%$ als obere Grenze. Solarthermie nutzt das gesamte Licht- und Wärmespektrum der Solarstrahlung, also auch Bereiche außerhalb der typischen Absorptionsbereiche der PV-Module.
2. Solarthermische Kraftwerke können Energie kostengünstig in Wärmespeichern zwischenspeichern, z.B. in flüssigem Salz oder erhitztem Sand, um somit ohne große Zusatzinvestitionen Strom auch nachts und nach Bedarf zu erzeugen. In einer Zukunft mit hohem Anteil an erneuerbaren Energien wird die Speicherbarkeit von Energie essentiell sein und somit auch einen zusätzlichen Kostenvorteil von solarthermischen Kraftwerken gegenüber PV Anlagen bringen.
3. Ein Großteil der derzeitigen Kosten für Turmkraftwerke liegt im Heliostatenfeld. Der Bau kompakter, individuell computergesteuerter Spiegel ist, z.B. im Vergleich zur

Produktion von PV-Halbleitermodulen, eine einfache Aufgabe. Es werden weder seltene oder komplizierte Materialien, noch ein hohes Ausbildungsniveau der Arbeiter gebraucht, um Spiegel zu bauen und zu montieren. Sie können weitgehend vor Ort produziert werden, so dass der Bau von Turmkraftwerken eine hohe lokale Wertschöpfung haben kann und Arbeitsplätze schafft.

4. Mit Hilfe von Katalysatoren kann bei hohen Temperaturen Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten werden. Somit kann in einem Solarturm mit Hilfe von Sonnenlicht Wasserstoff erzeugt werden, ohne über den Umweg der Stromerzeugung zu gehen. Auch die Erzeugung anderer Energieträger über komplexere chemische Reaktionen ist möglich. In dem Sinne haben solarthermische Anlagen in den Wüsten das Potential, erneuerbare, speicherbare Energieträger in großem Stil zu erzeugen und damit die Langzeitspeicher in fernen Ländern zu beliefern. Begünstigend kommt hinzu, dass zwischen Europa und den nordafrikanischen und arabischen Ländern bereits Pipelines existieren, die in Zukunft auf den Transport erneuerbarer Energieträger umgestellt werden können.

Wüsten gibt es auf allen Kontinenten sowohl nördlich wie südlich des Äquators in den jeweiligen Sonnengürteln der Erde (vgl. Abb. 6). HGÜ-Leitungen bringen den Strom in Nord-Süd-Richtung zu den Verbrauchern. Etwa 90% der Verbraucher haben einen Abstand von weniger als 3000 km zur nächsten Wüste und können zukünftig mit preiswertem Wüstenstrom versorgt werden. Konkurrierend zum Stromtransport können die Wüstenländer auch einen zukünftigen, internationalen Markt erneuerbarer Gase günstig beliefern indem sie über Gaspipelines ihre Energie direkt in die regionalen Gasspeicher in Verbrauchernähe einfüllen.

Es gibt bereits erste Ideen, die darüber hinausgehen und interkontinentalen Stromtransport in Ost-West-Richtung in Betracht ziehen, insbesondere die Verbindung zwischen China, Indien und der Arabischen Halbinsel. Das Zusammenschalten der Stromnetze in Ost-West-Richtung hat den Vorteil, dass Zeitzonen überschritten werden und somit Wüstenstrom tagsüber über die Zeitzonen hinweg in die Morgen- und Abendstunden transferiert werden kann.

Schlusswort

Der Markt der erneuerbaren Energien ist weltweit in Bewegung gekommen. China hat alleine im ersten Quartal 2018 Solaranlagen mit einer Leistung von 9,6 GW neu installiert. Selbst in unseren arabisch-nordafrikanischen Anrainerstaaten mit hohem Öl- und Gasvorkommen ist der Stellenwert der Erneuerbaren in den letzten Jahren enorm gestiegen. Es wird geplant die heute dort installierte Leistung von 9,2 GW in den nächsten Jahren auf ein Vielfaches zu steigern.

Das hier beschriebene Konzept zur Energiewende gibt aus Sicht des Autors den besten Weg für eine Energiewende mit hohem Anteil von erneuerbaren Energien vor. Ob unsere modernen Gesellschaften jedoch in der Lage sein werden das Wachstum der erneuerbaren Energien exponentiell auf das erforderliche Niveau von 18.000 GW hoch zu katapultieren bleibt fraglich. In jedem Fall werden mehr Wissenschaftler gebraucht, die Freude an komplexen Systemen und kreativen Ideen haben und den Umbau unserer Gesellschaft voranbringen.

Das hier beschriebene Zukunftskonzept ist die subjektive Essenz des Autors aus einer Vielzahl von Diskussionen und Vorträgen im Arbeitskreis Energie, in der DESERTEC Stiftung und in anderen Organisationen, aus deren Ideenvielfalt er schöpfen konnte und denen er hiermit danken möchte. Eine erweiterte Ausführung dieser Gedanken unter Einbeziehung des Nexus zwischen Energie und den globalen Wasser- und Kohlenstoffkreisläufen findet sich in meinem Buch „Understanding the Bigger Energy Picture – Desertec and Beyond.“ [1].

Literatur

- [1] Michael Düren, Understanding the Bigger Energy Picture - DESERTEC and Beyond, SpringerBriefs in Energy, 2017, <https://dx.doi.org/10.1007/978-3-319-57966-5>
- [2] <http://countrymeters.info/de/World>
- [3] El T [Public domain], via Wikimedia Commons https://commons.wikimedia.org/wiki/File%3APopulation_curve.svg; The data is from the "lower" estimates at census.gov (archive.org mirror)
- [4] Gail Tverberg, Our Finite World blog, <https://ourfiniteworld.com/2012/03/12/world-energy-consumption-since-1820-in-charts/>
- [5] Michael Düren, Green, Vol. 1 (2011), pp. 263–275.
- [6] IPCC. "Climate Change 2007: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. p 53" http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4_syr.pdf
- [7] Masson-Delmotte, V., M. Schulz, A. Abe-Ouchi, J. Beer, A. Ganopolski, J.F. González Rouco, E. Jansen, K. Lambeck, J. Luterbacher, T. Naish, T. Osborn, B. Otto-Bliesner, T. Quinn, R. Ramesh, M. Rojas, X. Shao and A. Timmermann, 2013: Information from Paleoclimate Archives. In: Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
<https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/Chapter5>:
<https://www.ipcc.ch/report/graphics/images/Assessment%20Reports/AR5%20-%20WG1/Chapter%2005/Fig5-03.jpg>
- [8] Own work with data from Credit Suisse – Research Institute, “Global Wealth Report” 2010, 2013, 2016; <http://publications.credit-suisse.com/tasks/render/file/index.cfm?fileid=AD783798-ED07-E8C2-4405996B5B02A32E>, <https://publications.credit-suisse.com/tasks/render/file/?fileID=BCDB1364-A105-0560-1332EC9100FF5C83>, <https://publications.credit-suisse.com/tasks/render/file/index.cfm?fileid=88DC32A4-83E8-EB92-9D57B0F66437AC99>;
icons from: a) earn money by TukTuk Design from the Noun Project <https://thenounproject.com/search/?q=rich%20people&i=116088>; b) digging by Delwar Hossain from the Noun Project <https://thenounproject.com/search/?q=worker&i=593650>; c) executive by Michael Wohlwend from the Noun Project <https://thenounproject.com/search/?q=boss&i=101420>; d) working by Gerald Wildmoser from the Noun Project <https://thenounproject.com/search/?q=secretary&i=94972>; e) beg by corpus delicti from the Noun Project <https://thenounproject.com/search/?q=africa+poor&i=644321>; f) harvest cart by Gan Khoon Lay from the Noun Project <https://thenounproject.com/leremy/collection/farmer/?oq=farmer&cid=1&i=684396>; g) Teacher by Musavvir Ahmed from the Noun Project <https://thenounproject.com/search/?q=teacher&i=44224>; h) Mother Changing Baby Diaper by Gan Khoon Lay from the Noun Project <https://thenounproject.com/search/?q=mother&i=637610>

- [9] Desertec Foundation, based on data from NASA and DLR
- [10] G. Knies, U. Möller and M. Straub, editors, Clean Power from Deserts, The DESERTEC Concept for Energy, Water and Climate Security, White paper, 3rd edition, ISBN 978- 3-929118-67-4, Protext Verlag, Bonn, 2008. <http://www.desertec.org>
- [11] Delphi234 [CC0], via Wikimedia Commons:
<https://commons.wikimedia.org/wiki/File%3ASwansons-law.png>
- [12] RenewEconomy, <https://reneweconomy.com.au/solar-heads-to-1ckwh-before-2020-after-mexico-sets-record-low-62163/>
- [13] Timberwind, CC BY-SA 3.0,
<https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=4989715>
- [14] Hans Werner Sinn, Energiewende ins Nichts, 2013,
<http://www.youtube.com/watch?v=m2eVYWWLtwE>
- [15] Luther, G und H. Schmidt-Böcking, H. (2014): „Unsichtbare Speicher für die Energiewende“, ew Spezial III (2014), S. 22-24
- [16] Luther, G. „Wärmepumpe oder KWK – was passt zur Wärmewende?“ in H.Bruhns (Hrg): Energie - Forschung und Perspektiven , Vorträge auf der DPG-Tagung Regensburg 2016, ISBN 978 -3 -9818197-0-0, Seite 123-139
- [17] Hp. Baumeler [CC BY-SA 4.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0>)], from Wikimedia Commons

Prof. Dr. Michael Düren
II. Physikalisches Institut
Justus-Liebig-Universität Gießen
Heinrich-Buff-Ring 16
D 35392 Gießen

Aquifer thermal energy storage (ATES): options for continuous cooling in arid climates

Felina Schütz, Christian Wenzlaff, Gerd Winterleitner¹, Ernst Huenges;
Helmholtz Centre Potsdam - GFZ German Research Centre for Geoscience

Abstract

About half of the electricity consumption in Oman is used for conventional air conditioning and similar values are reported from other countries in the sun-belt of the Earth. Therefore, we investigate low electricity alternatives based on solar thermal energy in conjunction with absorption chillers and subsurface energy storage systems. A special case of energy storage is aquifer thermal energy storage (ATES) whereby energy is stored in groundwater bearing formations via hot (or cold) water injection. In general, an ATES system is designed as a well-doublet consisting of a warm and a cold well which simultaneously inject and extract hot and cold water, respectively. Such a storage system was successfully demonstrated at the German Parliament Buildings in Berlin. There, the ATES is charged with surplus heat from a biofuel driven cogeneration plant (CHP) in summertime. In wintertime, the ATES is discharged to supply the buildings with continuous heating. The temperatures are 45°C and 30°C for flow and return, respectively (Kranz, 2010).

In an arid climate such a storage system can be used to support thermally driven cooling systems. The required driving temperatures of 70 - 140°C for the absorption chiller may be provided by a solar thermal plant. The fluctuating nature of solar energy, however, demands for an efficient high-temperature storage to ensure continuous cooling. The stored energy can then be used as an auxiliary energy source during peak demand and night times when no solar energy is available. This requires daily charging and discharging cycles in contrast to seasonal ATES applications in Europe. This study analyses the option of combining a solar thermally driven cooling system with ATES in Muscat, Oman. A detailed simulation model was set up to determine the heat recovery factor (HRF) which accounts for the two connected wells simultaneously, considering the temperatures at both wells and the volume of charged and discharged ground water. Special focus is given to the initial conditioning of the storage since a certain pre-heating time is necessary before the actual operational phase can start even if the available surplus energy is significantly increased.

Introduction

For countries located in the sun-belt of the Earth it is of major importance to develop low electricity consuming solutions for their cooling requirements. In Oman 50% of the residential power consumption is only used for residential cooling (Sweetnam et al., 2014), in Saudi Arabia even 80% and the average of the whole Gulf Cooperation Council (GCC), consisting of Bahrain, Kuwait, Oman, Qatar, Saudi Arabia, and the United Arab Emirates, is 40–50% (Lashin et al., 2015). This electricity demand in the GCC is expected to rise by 7–8% per year on average while in the smallest and fastest-growing economies demand will grow even faster (GCC 2010). The situation is comparable in other countries with arid climate. The electricity

¹also Department for Earth and Environmental Sciences, University of Potsdam, Karl-Liebknecht Straße 24-25, Golm, Germany

sector in Oman is primarily based on natural gas (97.5%) and diesel (2.5%)². The same applies for the other GCC countries, which all are among the top 25 countries of carbon dioxide emissions per capita (Reiche, 2010).

Conventional cooling systems are using electrically driven chillers. Another solution is to use thermally driven chillers (absorption chillers) which generate the required thermal energy from renewable resources, like the sun or geothermal energy. Solar heat supply is fluctuating, whereas geothermal heat can provide base load heat supply. In this study it is planned to develop and implement such a thermally driven cooling system and to use a solar thermal plant for providing the thermal energy required by an absorption chiller. A prototype of this cooling system will be installed at the study site, which is located 40 kilometres west of Muscat (see Fig. 1). The planned system will cover the cooling demand of one building of the Institute of Advanced Technology Integration (IATI) at the Innovation Park Muscat (IPM). The study is part of a project between The Research Council (TRC)/IATI of the Sultanate of Oman and the German Research Centre for Geoscience (GFZ Potsdam). For stabilizing the operation of such a cooling system and for ensuring a cooling supply during day and night an energy storage system is required. In our study we consider an underground storage: energy, in the form of hot or cold water, is temporarily stored in the subsurface and recovered when needed.

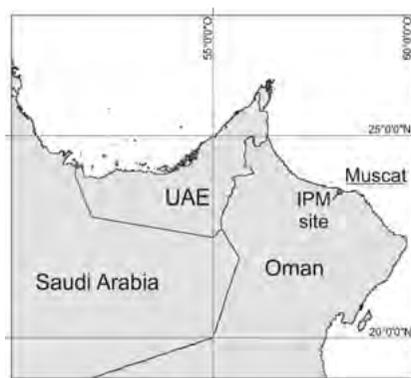


Figure 1: Site of the Innovation Park Muscat (IPM) 40 kilometers west of Muscat.

Absorption technology for cooling of buildings with the main energy source being heat is well established; however, technology improvements which increase flexibility, economic competitiveness, and system efficiency, are still a matter of research. This cooling option has nevertheless significant potential for regions with an arid climate especially when using solar heat in combination with underground storage. In regions with a substantial corresponding potential geothermal energy is a promising resource for continuously supplying the required heat to drive absorption chillers. An unsolved challenge of the cooling system concept is the rejection of process waste heat during the hot summer months. The ambient air temperature of Oman is too high to efficiently reject the heat to the surrounding environment. The conventional method in a climate like Muscat would be to use a cooling tower, but they become inefficient when the ambient temperature and humidity rise up in summer and furthermore this method requires a lot of energy. A more energy efficient concept, which

² Source: Authority for Electricity Regulation, Oman

would add innovation to the cooling concept and save cost is to reject the waste heat to the underground. A sketch of the overall system, currently planned for the IPM site is shown in Fig. 2. A full analysis of the rejection of process waste heat to the underground is beyond the scope of this paper, thus we focus on first results of our ATES forecasting analyses for the study site in Muscat.

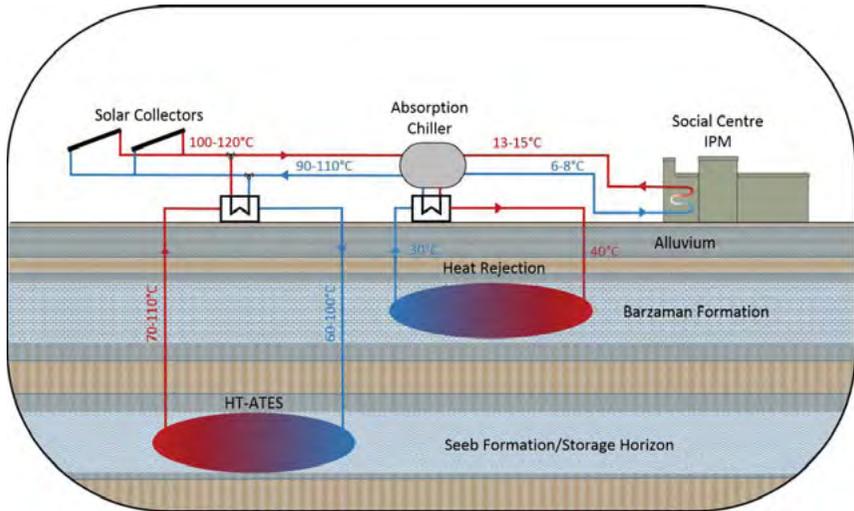


Figure 2: Concept of the overall system with a high-temperature ATES (HT-ATES) in a deep aquifer (Seeb Formation, below 350 m depth) and the waste heat rejection into an intermediate aquifer (Barzaman Formation, between 200 and 350 m depth).

Background

Underground heat storage is a form of sensible heat storage with the simple principle of raising and lowering the temperature of a liquid and/or solid storage medium (in our case water and surrounding rocks) in order to store and release thermal energy. Three major options of underground storage exist (Lee, 2013): borehole thermal energy storage (BTES), cavern thermal energy storage (CTES) and aquifer thermal energy storage (ATES). We focus only on the latter. In an ATES system energy is stored in groundwater horizons via hot (or cold) water injection in the aquifer system. In general, an ATES system is designed as a number of well-doublets, consisting of an array of warm and cold wells which simultaneously inject and extract hot and cold water, respectively, thereby, changing the temperature of groundwater and subsurface lithologies. These open thermal energy storage systems are increasingly used in Europe and North America due to their efficient and sustainable way of storage and reutilization of excess energy (Bloemendal et al., 2014; Schout et al., 2014; Winterleitner et al., 2018). It is a promising solution for compensating the time mismatch between energy production and demand in urban environments. Depending on the temperature level (T) of an ATES implementation three different types can be distinguished (Drijver et al., 2012):

1. low-temperature ATES with $T < 30^{\circ}\text{C}$,
2. mid-temperature ATES in the range of $T = 30\text{--}60^{\circ}\text{C}$ and
3. high-temperature ATES with $T > 60^{\circ}\text{C}$.

Worldwide, more than 2,800 ATES systems are in operation, storing over 2.5 TWh of thermal energy. This equals the heating demand of 90,000 single detached houses. Almost all ATES systems are low temperature systems with a storage temperature below 25°C. The majority (85%) of all ATES systems are located in the Netherlands, further 9% in Sweden, Belgium, and Denmark (Fleuchaus et al., 2018). The worldwide variations in ATES application are not only a consequence of different underground-related and climatic conditions, but also of several market barriers which impede ATES development. These barriers are of socio-economic and legislative nature, such as a lack of awareness for the technology, high investment costs or a shortage of underground space (Fleuchaus et al., 2018).

In Germany three ATES applications exist. The most well-known example is the ATES system of the German Parliament Buildings in Berlin in operation since 2002. It is a seasonal ATES system with a hot (high-temperature) and a cold storage. The cold storage is cooled down by means of dry cooling in times when the ambient temperatures is low. In summertime, the cold groundwater storage is used to cool the buildings while the hot storage is charged with surplus heat from a biofuel-driven cogeneration plant (CHP) in order to provide the energy required for heating the buildings during wintertime (Kabus and Seibt, 2000; Kranz, 2010). A second ATES system operates in Neubrandenburg since 2005. It is a high-temperature ATES system, where the waste heat from a gas and steam turbine power plant is fed into the underground. During the winter this energy is extracted for heating (Kabus et al., 2000). A third installation in operation since 2000 in Rostock-Brinkmannshöhe is a low- to mid-temperature storage charged by a solar heating plant and used for heating (Schmidt and Müller-Steinhagen, 2004).

High-temperature ATES systems so far are rarely implemented except for the two above-mentioned systems in Germany. One important reason is the difficulty of avoiding undesirable chemical reactions due to high temperature differences between the subsurface rocks and the injected fluid. Furthermore, legal aspects represent a challenge. In the Netherlands, for example, a storage temperature > 25°C is generally not allowed without a special permit (Drijver et al., 2012).

For evaluating the efficiency of an ATES a heat recovery factor (HRF) is defined as the ratio of charged to discharged thermal energy per storage cycle. The factor can be calculated by the following equation (Kranz and Bartels, 2010; Kranz et al., 2015):

$$HRF = \frac{\text{heat output}}{\text{heat input}} = \frac{\int_0^{t_{\text{discharge}}} c_{v,w} \dot{V}_{\text{discharge}}(t)(dT_{\text{rec}}(t))}{\int_0^{t_{\text{charge}}} c_{v,w} \dot{V}_{\text{charge}}(t)(dT_{\text{in}}(t))} \quad (1)$$

with:

$$\frac{dT_{\text{rec}}(t)}{dT_{\text{in}}(t)} = \frac{(T_{\text{out,w}}(t) - T_{\text{in,c}}(t))}{(T_{\text{in,w}}(t) - T_{\text{out,c}}(t))} \quad (2)$$

Here, $c_{v,w}$ is the volumetric heat capacity of water [$\text{J m}^{-3} \text{K}^{-1}$] and \dot{V} the fluid flow while charging and discharging [$\text{m}^3 \text{s}^{-1}$]; dT_{rec} and dT_{in} are the temperature differences between both wells during discharging [K] and during charging [K], respectively; $T_{\text{out,w}}$ is the production temperature at the warm well [°C]; $T_{\text{in,c}}$ is injection temperature at the cold well [°C]; $T_{\text{in,w}}$ is the injection temperature at the warm well [°C]; $T_{\text{out,c}}$ is the production temperature at the cold well [°C] and t is the time [s].

The HRF of an ATES system is essentially affected by the heat losses within the aquifer (Doughty et al., 1982, Courtois et al., 2007, Schout et al., 2016) due to:

1. thermal conduction caused by the thermal rock properties within the aquifer and the confining layers and the induced temperature gradient and
2. thermal convection initiated by the movement of hot water within the aquifer through pumping (forced convection), regional groundwater flow and buoyancy flow (free convection provoked by a decrease of water density and water viscosity with increasing temperature).

ATES in an arid climate: a case study from Oman

In countries with an arid climate seasonal changes of the weather conditions are usually very small or even negligible. Therefore storage systems have to balance high energy demand during peak demand times of the day as well as - when combined with solar thermal energy - the demand during the night, but not so much seasonal changes. Extremely hot countries like Oman have a cooling requirement over the whole year. The storage part of the cooling system installed at the IPM site can serve as an example for an underground storage application in arid climates.

For a simulation of the planned storage the thermal energy data of the target building on the IPM campus and the required cooling load throughout the year must be assessed. This has been analysed in the study of Cordes (2017) who developed different concepts of the solar thermal plant. The cooling demand of the building has been calculated in order to analyze mismatches between demand and supply. Fig. 3 shows the cooling demand over one year and the solar heating power, as mean monthly values. The demand is high over the whole year and as is the available solar heat. However, the diurnal mismatch shown in Fig. 4 is significant and allows to charge with the surplus of solar heat during the day a storage which then can compensate deficits during the night. Hourly values of the cooling demand and the solar heat were calculated based on the data of one whole year from Cordes (2017).

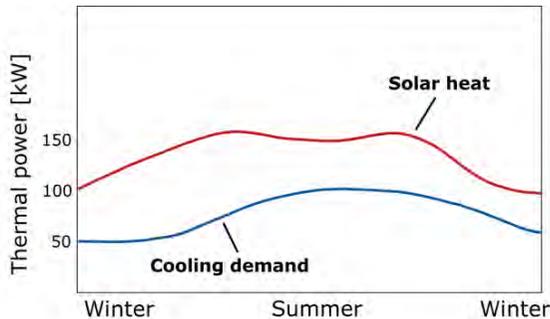


Figure 3: Seasonal availability of solar heat in Muscat and the cooling demand of the representative institute building (IATI building) determined after Cordes (2017) modified from Wenzlaff et al. (2018).

For the planned system in Oman (cf. Fig. 2) the solar thermal plant delivers temperatures of 100–120°C and the absorption chiller has a threshold temperature of 70°C. The hot water is used to run the chiller and to charge the ATES during the day when surpluses are available. During the night the ATES operation is inverted and the storage is discharged to drive the absorption chiller and cool the target building. For this operation, at least two wells, a warm and a cold well, are required. Based on the solar thermal plant design, the cooling demand data and the local weather conditions, we calculated a surplus of thermal energy of approximately 1,960 kWh d⁻¹ and deficits of thermal energy of approximately 1,700 kWh d⁻¹

for one representative day. Covering the cooling supply completely by solar energy would require an ATES efficiency of 87% with a minimum discharging temperature at the warm well of 70 °C.

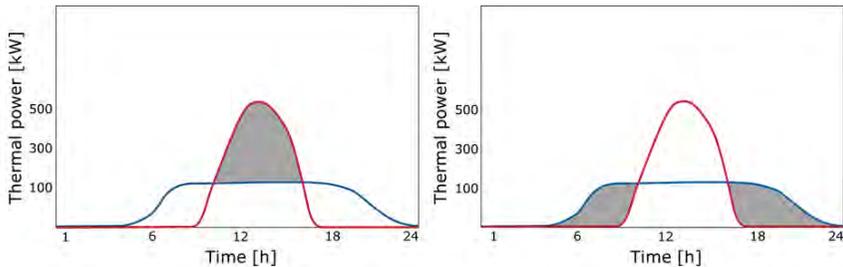


Figure 4: Red curve shows the daily available solar heat in Muscat and blue curve the cooling demand of the target institute building determined after Cordes (2017) (averaged over one year). Left: Grey area represents the heat surplus which can be stored. Right: Grey area represents heat deficits which need to be covered by the ATES (Wenzlaff et al., 2018).

A previous study (Wenzlaff, 2017) has shown that the heat losses within the aquifer system lead to a decline of the temperature during discharging below the required threshold temperature (see Fig. 5). Especially when the operation shall be started initially it is not possible to recover sufficient thermal energy from the injected hot water. A certain number of storage periods is required for thermally conditioning the system before the process of loading and unloading of the storage can start. The surplus heat of the solar plant can be used to precondition the system without any unloading of the storage for a certain period. Another opportunity is to increase the amount of thermal energy during charging significantly to start the diurnal loading and unloading cycles directly. This study presents simulation results for both cases and discusses their effect on the ATES performance.

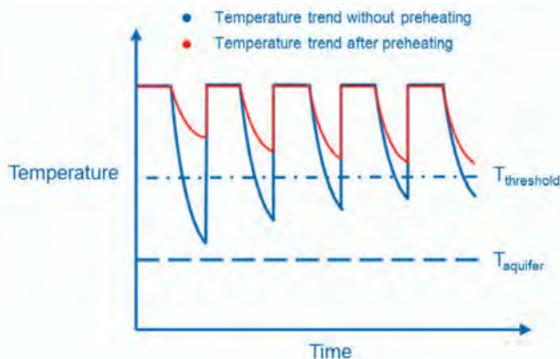


Figure 5: Comparison of the temperature trend at the warm well for a typical ATES operation and the expected operational temperature trend when the system was initially preheated (originating from Stefan Kranz, personal communication).

ATES model setup

For a detailed planning of the underground storage a thorough analysis of suitable geological formations was necessary. So far no appraisal well exists at the site, therefore the geological study focused on log data from surrounding water wells to determine the temperature distribution and the natural geothermal gradient of the subsurface. Due to the lack of suitable core material outcrop samples of the sedimentary succession were collected to determine corresponding hydraulic and thermal rock parameters (Schütz et al., 2018; Winterleitner et al., 2018). The study resulted in a geological model of the subsurface which served as base for a numerical simulation of the ATES system (Winterleiter et al., 2018). We used FEFLOW finite-element modelling software for the fluid flow and heat transport modelling of the storage system (Diersch, 2014; Trefry and Muffels, 2007).

Simulation model design and parameters

After Doughty et al. (1982) the effect of buoyancy flow can be neglected for low permeable aquifers, for small temperature difference between the induced and the ambient water, or for short cycle lengths. The very short cycle length of a daily ATES system justified for our study to disregard the buoyancy effect in our simulations. Further, we assumed a relatively low groundwater flow at the study site. Therefore a constant hydraulic head was set for the whole model

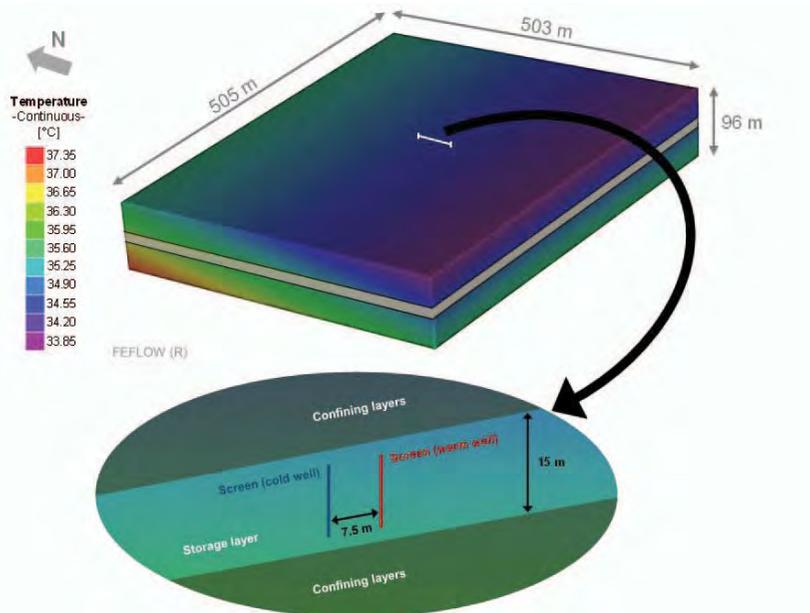


Figure 6, Top: Finite element model of the Seeb Formation with a grey horizon representing the storage layer. The color code gives the initial in-situ temperature distribution in the underground with the geothermal gradient of $19\text{ }^{\circ}\text{C km}^{-1}$ (Schütz et al., 2018). Bottom: Enlarged cross-sectional view of the model showing the corresponding wells within the target storage layer.

Starting in a depth of approximately 335 m below sea level the 3D model consists of 1,200,232 unstructured tetrahedral elements with 201,369 nodes in total, including 3 layers and 2 wells (see Fig. 6). One layer represents the storage aquifer (thickness = 15 m) with one confining layer above and below the target aquifer (thickness = 40.5 m each). Towards the NE the whole model is described by a dip of 15°. We applied the Darcy equation to design a fully water-saturated model and used a transient combined fluid flow and heat transport environment for the flow and heat transport modelling (Diersch, 2014). The corresponding time steps in FEFLOW are controlled automatically based on a semi-implicit predictor-corrector scheme (Diersch, 2014).

The hydraulic and thermal properties of the model are summarized in Table 1. We implemented a geothermal gradient of 19 °C km⁻¹ (Schütz et al., 2018) to define the initial temperature distribution of the model. For the whole model constant longitudinal and transversal dispersivities of 1 m and 0.01 m, respectively, were assumed for all simulations. The wells are implemented as well-screen parts (ca. 10 m length) within the corresponding storage layer by a high-conductive tubular discrete feature starting at a depth of around 376 m below sea-level. The water injection/production flow rate ($\dot{V}_{\text{charge/discharge}}$) and the corresponding temperature difference based on the given heat surplus and heat deficit ($dT_{\text{in/rec}}$) is initiated at the head of each discrete feature.

Table 1: The hydraulic and thermal parameters of the model

Unit	Hydraulic properties			Thermal properties	
	k_f^1 (10 ⁻⁴ m s ⁻¹)	S_{st}^1 (10 ⁻⁴ m ⁻¹)	\emptyset_e (-)	c_v^1 (matrix) (MJ m ⁻³ K ⁻¹)	λ^2 (matrix) (W m ⁻¹ K ⁻¹)
Storage layer	0.0677	0.22	0.32	1.52	2.36
Confining layers	0.0014	0.96	0.08	2.63	2.83
Pore fluid (water)	-	-	-	4.20	0.65

k_f hydraulic conductivity, S_{st} specific storage, \emptyset_e effective porosity, c_v volumetric heat capacity, λ thermal conductivity

¹Winterleitner et al., 2018; ²Schütz et al., 2018

Simulation workflow

All simulations of the storage process are represented by an operation time of 100 days with 50 charging cycles and 50 discharging cycles. The duration of each cycle was set to one day without considering a break between charging and discharging.

First approach: preconditioning of the storage with the given surplus energy

In a first approach the system was pre-heated by hot water injection at the warm well and groundwater production at the cold well before the operational simulation started. The mean surplus of thermal energy during the day served as energy source to increase the natural aquifer temperature. The parameters of pre-heating are listed in Table 2. After pre-heating, a mean dT_{rec} with 10 K and a constant $c_{v,w}$ with 4.2 MJ m⁻³ K⁻¹ was assumed for the operational simulation. Based on equation (1) a flow rate of 146 m³ d⁻¹ is necessary to cover the thermal energy deficit of 1,700 kWh per day. For all simulated cases an equal flow rate while charging and discharging was assumed.

Table 2: Input process parameters for pre-heating the aquifer

Time of pre-heating (years)	Injection temperature at warm well (°C)	Injection/production flow rate at warm/cold well (m ³ d ⁻¹)
1	100	60.5
2	100	60.5
3	100	60.5

Second approach: increase of the surplus energy

In a second approach we increased the amount of surplus energy from 1,960 kWh d⁻¹ to 5,110 kWh d⁻¹ in order to test if a higher amount of surplus energy would allow a direct start of operation without a preheating phase. The operation parameters for the considered cases are listed in the following table:

Table 3: Input process parameters for different operations

	$\dot{V}_{in/rec}$ (m ³ d ⁻¹)	cv_w (MJ m ⁻³ K ⁻¹)	Q_{in} (kWh d ⁻¹)
Case_ Q_{in} _4260	146	4.2	4,260
Case_ Q_{in} _5110	146	4.2	5,110

$\dot{V}_{in/rec}$ flow rate while charging/discharging, cv_w as volumetric heat capacity of water, Q_{rec} amount of thermal energy recovered from the aquifer storage, Q_{in} amount of thermal energy stored in the aquifer, Q_{rec} amount of thermal energy recovered from the aquifer storage

Results of the numerical simulation and discussion

Results of the first approach

In Figure 7 (left) the temperature profile during operation is plotted after a preheating of one year. On the right hand side the final discharging temperature at the warm well during the operational phase is plotted over time (100 d) for all three considered pre-heating cycles. The longer the pre-heating time the higher is the reservoir temperature resulting in a higher discharging temperature. Within the simulated time frame a continuous operation of the absorption chiller would be possible over the whole day with a corresponding HRF of 0.87. However, a sustainable operation cannot be achieved within the investigated time. The induced amount of heat during charging cannot compensate the heat losses to the surrounding subsurface by thermal conduction and convection. This leads to a decrease of $T_{out,w}$ over time. A drop below the threshold temperature of 70 °C has to be expected after a certain time for all pre-heated systems. An improvement of the operational ATEs process is evident when the pre-heating time is increased from one to two years; a further increase to three years yields only a small effect.

Results of the second approach

The temperature profile of the first five operation periods for Case_ Q_{in} _4260 is shown in Fig. 8 (left). The production temperature is slightly increasing during the operation from 42.8 to 52.9 °C however, staying still significantly below the required 70 °C. The temperature of the warm well at the end of the discharging ($T_{out,w}$) cycle is plotted for both cases (Case_ Q_{in} _4260; Case_ Q_{in} _5110) over a time of 100 d (Fig. 8, right) showing that the threshold temperature is reached after 68 and 38 days, respectively. After 68 days of operation (Case_ Q_{in} _4260) the produced water temperature $T_{out,w}$ is always higher than the threshold

temperature. The storage is, thus, capable of covering the whole heat deficit (Q_{rec}) of $1,710 \text{ kWh d}^{-1}$ with a corresponding HRF of 0.4 ($Q_{in} = 4,260 \text{ kWh d}^{-1}$). A further increase of Q_{in} (Case_ Q_{in} _5110) reduces the amount cycles but at the same time also HRF (0.33).

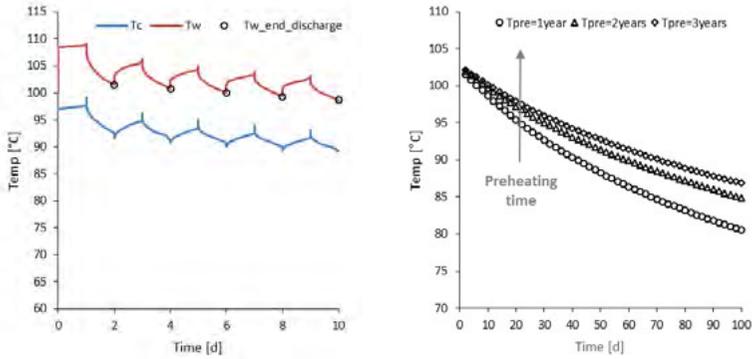


Figure 7, Left: Temperature profile at the warm (T_w) and cold well (T_c) after pre-heating the aquifer for one year. Right: Temperature at the warm well at the end of the discharging ($T_{out,w}$) cycle plotted versus time with a $Q_{in} = 1,960 \text{ kWh}\cdot\text{d}^{-1}$ after pre-heating the aquifer for one, two and three years.

During each period heat is lost to the aquifer (by thermal conduction and convection) and to the confining layers (by thermal conduction) leading to a continuous decrease of the production temperature at the warm well (see Fig. 8, left). However, the production temperature is always higher than the ambient groundwater temperature due to the increase of the amount of residual heat within the thermally influenced region of the aquifer (Doughty et al. 1982). This increases the production temperature at the warm well during the next period (see Fig. 8, right).

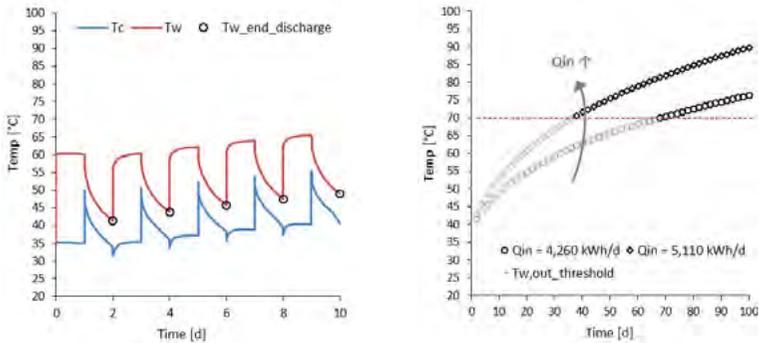


Figure 8, Left: Temperature profile at the warm (T_w) and cold well (T_c) with $Q_{in} = 4,260 \text{ kWh d}^{-1}$. Right: Temperature at the warm well at the end of the discharging ($T_{out,w}$) cycle for the two cases (Case_ Q_{in} _4260; Case_ Q_{in} _5110) plotted versus time. The red dotted line represents the threshold temperature of the cooling system. The black marked data points indicate a possible cooling process completely covered by the solar heat.

Conclusion

ATES in Europe is already successfully implemented, nevertheless further facilitation and political incentives are required for increasing the number of sites, especially in Germany. The Netherlands can function as a role model, given that the majority of ATES systems in Europe are realized there. This study is analyzing a possible application of an ATES system in an arid climate where heating is of minor importance compared to cooling of buildings which constitutes a large part of the energy load of these countries in the sun-belt of the Earth. The ATES system analyzed in this study is used to stabilize a thermally driven cooling system. This required a detailed knowledge of the geological conditions at the site covered through previous work in the project (Schütz et al., 2018, Winterleitner et al., 2018). The results of these previous studies formed the basis for the modeling and simulation in this study. In contrast to applications in Europe the analyzed storage system has to function in a daily rhythm, seasonal changes are playing a minor role. The absorption cooling system which shall be used requires temperatures of at least 70 °C. The supporting ATES is thus a high-temperature system with special challenges resulting from the large difference between reservoir and required storage temperature. In a first approach we used the actually available surplus energy of 1,960 kWh d⁻¹ to preheat the storage for one, two and three years. For the simulated time frame of 100 days a continuous process with a HRF of 0.87 and a $T_{\text{out,w}} \geq 70$ °C during each discharging period is possible. However, due to the continuous decrease of the production temperature with increasing discharging cycles the process has to be interrupted after a certain time and the reservoir needs to be pre-heated again. In a second approach we increased the amount of surplus energy in order to analyze if this would allow a direct start of operation without any preheating. It turned out that also with a significant increase of the available heat during the day (4,260 kWh d⁻¹) a pre-heating phase of approximately two month is needed before a production temperature of $T_{\text{out,w}} \geq 70$ °C with a HRF of 0.4 can be guaranteed. Nevertheless, compared to the first approach the pre-heating period is significantly shorter. Obviously a higher amount of surplus energy can shorten the preheating phase. Furthermore, once the threshold temperature is reached the higher surplus energy leads to a further increase of the production temperature over the simulated time (100 d), which is not necessary. From this point on the amount of surplus energy could be reduced again in order to improve the HRF.

In conclusion, a continuous operation of the system would require either an increased amount of available surplus energy or a repeated pre-heating process. The optimal solution could be a combination of both cases. Accomplishing an efficient realization of the storage requires further research including a simulation of the long-term behavior of the system and the evaluation of fluid-rock interactions under the given temperature and pressure conditions. Additionally it is planned to integrate the findings from this study in the planning of the underground heat rejection, given that the underlying scheme is relatively similar except that a lateral flow in the aquifer system is required for transporting the waste heat away from the injection point.

Acknowledgement

We are very grateful to the Institute of Advances Technology Integration/The Research Council of Oman who funded this project. Many thanks to Dr. Henning Francke and Eng. Stefan Kranz for their support in evaluating the simulation results. Further we like to thank Dr. Sausan Al Riyami for her continuous support and agreement.

References:

- Bloemendal, M., Olsthoorn, T., and Boons, F., 2014, How to achieve optimal and sustainable use of the subsurface for Aquifer Thermal Energy Storage. *Energy Policy*, v. 66, p. 104–114.
- Bonte, M., Van Breukelen, B. M., and Stuyfzand, P. J., 2013, Environmental impacts of aquifer thermal energy storage investigated by field and laboratory experiments. *Journal of Water and Climate Change*, v. 4, no. 2, p. 77–89.
- Cordes, T., 2017, Development and Evaluation of different concepts for solar thermal assisted cooling in Oman. Master thesis, University of Applied Science.
- Courtois, N.; Grisey, A.; Grasselly, D.; Menjot, A.; Noel, Y.; Petit, V.; Thiery, D., 2007, Application of aquifer thermal energy storage for heating and cooling of greenhouses in France: A pre-feasibility study. In *Proceedings of European Geothermal Congress 2007*, Unterhaching, Germany, 30 May-1 June 2007; pp. 1–8.
- Diersch, H.-J., 2014, *Feflow: Finite Element Modeling of Flow, Mass and Heat Transport in Porous and Fractured Media*. Springer Verlag Berlin Heidelberg, pp. 996.
- Doughty, C., Hellström, G., Tsang, C.F., Claesson, J., 1982, A dimensionless parameter approach to the thermal behavior of an aquifer thermal energy storage system. *Water Resour. Res.*, v. 18, no. 3, p. 571–587.
- Drijver, B., Van Aarsen, M., and De Zwart, B., 2012, High-temperature aquifer thermal energy storage (HT-ATES) - sustainable and multi-usable: Innostock.
- Fleuchaus, P., Goschalk, B., Stober, I., and Blum, P., 2018, Temporal and spatial development of Aquifer Thermal Energy Storage (ATES) systems worldwide – a review. *Geophysical Research Abstracts*, v. 20.
- Kabus, F., and Seibt, P., 2000, Aquifer Thermal Energy Storage for the Berlin Reichstag Building – New Seat of the German Parliament. *Proceedings World Geothermal Congress*, p. 3611–3615.
- Kabus, F., Seibt, P., and Poppei, J., 2000, Aquifer thermal energy stores in Germany: Heating and co-generative systems in urban settlements and industry. *Symposium proceedings*.
- Kranz, S. and Bartels, J., 2010, Simulation and Data Based Optimisation of an Operating Seasonal Aquifer Thermal Energy Storage. *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25–29 April 2010.
- Kranz, S., Bloecher, G., and Saadat, A., 2015, Improving Aquifer Thermal Energy Storage Efficiency. *Proceedings World Geothermal Congress 2015*. Melbourne, Australia, 19–25 April 2015.
- Lashin, A., Al-Arifi, N., Chandrasekharam, D., Al-Bassam, A., Rehman, S., and Pipan, M., 2015, Geothermal Energy Resources of Saudi Arabia: Country Update. *Proceedings World Geothermal Congress*.
- Lee, K. S., 2013, *Underground Thermal Energy Storage*. London: Springer-Verlag London 2013.
- Reiche, D., 2010, Energy Policies of Gulf Cooperation Council (GCC) countries - possibilities and limitations of ecological modernization in rentier states. *Energy Policy*, v. 38.
- Schmidt, T., and Müller-Steinhagen, H., 2004, The Central Solar Heating Plant with Aquifer Thermal Energy Store in Rostock - Results after four years of operation. *5th ISES Europe Solar Conference Proceedins*.

- Schout, G., Drijver, B., Gutierrez-Neri, M., and Schotting, R., 2014, Analysis of recovery efficiency in high-temperature aquifer thermal energy storage: a Rayleigh-based method. *Hydrogeology Journal*, v. 22, no. 1, p. 281–291.
- Schout, G., Drijver, B., Schotting, R., 2016, The influence of the injection temperature on the recovery efficiency of high temperature aquifer thermal energy storage: Comment on Jeon et al., 2015. *Energy*, v. 103, p. 107–109.
- Schütz, F., Winterleitner, G., and Huenges, E., 2018, Geothermal exploration in a sedimentary basin: new continuous temperature data and physical rock properties from northern Oman. *Geothermal Energy*, v. 6, no. 1, p. 5.
- Sweetnam, T., Al-Ghaithi, H., Almaskari, B., Calder, C., Patterson, J. G. M., Mohaghegh, S. M., Oreszczyn, T., and Rasla, R., 2014, Residential energy use in Oman: a scoping study. Project report.
- Trefry, M. G., Muffels, C., 2007, FEFLOW: A Finite-Element Ground Water Flow and Transport Modeling Tool. *Groundwater*, v. 45, Issue 5, p. 525–528.
- Wenzlaff, C., 2017, Simulation of a high temperature aquifer thermal energy storage (HT-ATES) considering temporal fluctuations of a solar thermally driven cooling system in Muscat, Oman. Diploma thesis, TU Bergakademie, Freiberg.
- Wenzlaff, C., Schütz, F., Winterleitner, G., and Huenges, E., 2018, High-temperature mono-well aquifer thermal energy storage (ATES) system in a carbonate dominated horizon. *Geophysical Research Abstracts*, v. 20, no. EGU2018–13903.
- Winterleitner, G., Schütz, F., Wenzlaff, C., and Huenges, E., 2018, The Impact of Reservoir Heterogeneities on High-Temperature Aquifer Thermal Energy Storage Systems. A Case Study from Northern Oman. *Geothermics*, v. 74, p. 150–162.

Corresponding author:

Dr. Felina Schütz

Helmholtz Centre Potsdam - GFZ German Research Centre for Geoscience

Section 6.2: Geothermal Energy Systems

Telegrafenberg

14473 Potsdam

Germany

Wärmewende weltweit: Mit solider Physik kann das gelingen

Wolfgang Feist, Universität Innsbruck und Passivhaus Institut Darmstadt

Abstract

Wärme- und Stofftransport können auf makroskopischer Ebene heute zuverlässig durch die bekannten Gleichungen (Fourier, Navier-Stokes, Fick) behandelt werden. Numerische Lösungen stellen selbst in komplexen Fällen keine besondere Hürde mehr dar und sind in der Anwendung verbreitet. Es resultieren praktisch einsetzbare Systemlösungen, die den Bedarf an zugeführter Energie um Faktoren von über fünf reduzieren, wie z.B. das Passivhaus. Zehntausende Objekte solcher Qualität wurden inzwischen gebaut und werden genutzt. Eine statistisch aussagekräftige Anzahl wurde systematisch messtechnisch begleitet und auch das Nutzerverhalten erforscht. Im Beitrag werden neben Beispielen die zentralen Erkenntnisse der Begleitforschung präsentiert: Die grundlegenden physikalischen Ansätze erweisen sich als valide. Die entscheidenden Parameter sind im mitteleuropäischen Klima Wärmedämmung, Wärmebrückenreduktion, niedrigemittierende Beschichtungen bei Mehrscheibenverglasungen, Luftdichtheit der Gebäudehülle und Wärmerückgewinnung. Die Einsparziele wurden sowohl im Neubau als auch bei der Sanierung regelmäßig erreicht, wenn korrekt gerechnet, geplant und ausgeführt wurde. Zugleich wird die Langlebigkeit der Bausubstanz erhöht, der Wohnkomfort angehoben und die Luftqualität verbessert. Alle Maßnahmen lassen sich in die normalen Abläufe (Industriefertigung, Planung, Neubaudetaillierung, Hochbau, Bauerneuerung) integrieren. Dadurch lassen sich die zugehörigen Zusatzkosten gering halten. Diese Lösungen haben sich von Mitteleuropa aus erfolgreich weltweit verbreitet; sie können das Gelingen der Wärmewende sicherstellen, wenn die maßgeblichen Kenntnisse an die entscheidenden Handlungsträger vermittelt werden.

1. Einordnung Wärmebedarf und Potentiale

Der Bedarf an Wärme übersteigt in Europa und auch weltweit den Elektrizitätsbedarf bei weitem; oft wird „Energie“ nur als elektrische Energie wahrgenommen; derweil ist allein die Dienstleistung „Raumwärme“ mit einem Anteil von rund 30% am gesamten Endenergieverbrauch der größte Anwendungsbereich. Der Energiebedarf für Heizung fällt zudem gerade dann an, wenn es in Europa kalt und wenig sonnig ist. So entsteht ein winterlicher Bedarfsberg, der in das saisonale Angebotsprofil der Erneuerbaren Energie nicht gut hineinpasst. Auf die Dienstleistung „thermisch behagliche Räume“ mag jedoch heute niemand verzichten; diese Dienstleistung hat im Gegenteil in den letzten Jahrzehnten stark zugenommen: Zum einen, weil immer mehr Nutzfläche zugebaut wird, zum anderen, weil heute fast die gesamte Fläche kontinuierlich beheizt wird und zum Dritten, weil die Komfortansprüche (leichtere Bekleidung auch im Winter) permanent gestiegen sind. Weltweit sind die aus den fortgeschrittenen Industrieländern gewohnten Anforderungen überall in der Einführung, so werden beispielsweise jährlich in China Wohnflächen in der Größenordnung des deutschen Bestandes zugebaut und auch zusätzlich beheizt (meist auch gekühlt).

Allerdings gibt es für diesen größten aller Energiebedarfs-Wachstumsmärkte eine nachhaltige Lösung – und diese wird transparent, wenn das Energienutzungssystem „Gebäude“ wie jeder andere Energiewandler mit dem heute verfügbaren Kenntnisstand der Physik analysiert wird und die aus der Physik bekannten thermodynamischen Erkenntnisse in der Praxis zur Optimierung dieses Energiesystems eingesetzt werden (Abbildung 1). Die wärmetechnischen Vorgänge im Gebäude sind leicht auf eine physikalische Systembeschreibung zu bringen:

- Ein beheiztes Gebäude ist ein offenes thermodynamisches System, in dem über Zeitspannen von einem Jahr keine nennenswerte Veränderung der inneren Energie stattfindet (etwa gleiche End-Bedingungen im System wie Anfangsbedingungen).
- Die (auch zu Heizzwecken) zugeführte Energie wird somit komplett über die Systemgrenze (hier genannt: Gebäudehüllfläche) nach außen abgeführt. Wie bei allen Energieströmen, welche die Systemgrenze in die Umwelt überschreiten, ist es hier angemessen, von *Wärmeverlusten* zu reden. Unterschieden werden in der Bauphysik die sog. Transmissionswärmeverluste (vor allem durch Wärmeleitung durch die Bauteile der Hülle), die Lüftungswärmeverluste (Austausch warmer Raum- durch kalte Außenluft) und, eher untergeordnet, sonstige Wärmeverluste.
- Der entscheidende Bereich, welcher über die Energiebilanz des Gebäudes bestimmt, ist die Gebäudehülle – eingeschlossen in dieser sind die Komfortbedingungen räumlich und zeitlich ziemlich konstant, die Dynamik somit gering.
- Die Prozesse in der Hülle können durch in Physik und Technik wohlbekannte Wärme-transportmechanismen beschrieben werden. Heute sind für diese nicht nur die jeweils regierende Transportgleichung (z.B. die Fouriersche Wärmeleitungsgleichung) bekannt, sondern auch leicht bedienbare detaillierte numerische Lösungsverfahren verfügbar (sog. „Gebäudesimulation“) mit denen das Verhalten der Gebäude mit hoher Treffsicherheit projiziert werden kann.

Hervorgehoben sei hier nochmals, dass die dem Gebäude zugeführt Heiz(Nutz-)Energie vollständig wieder über die Hülle an die Umwelt abgegeben wird. Geheizt wird somit buchstäblich nur, um die Wärmeverluste der Gebäude auszugleichen.

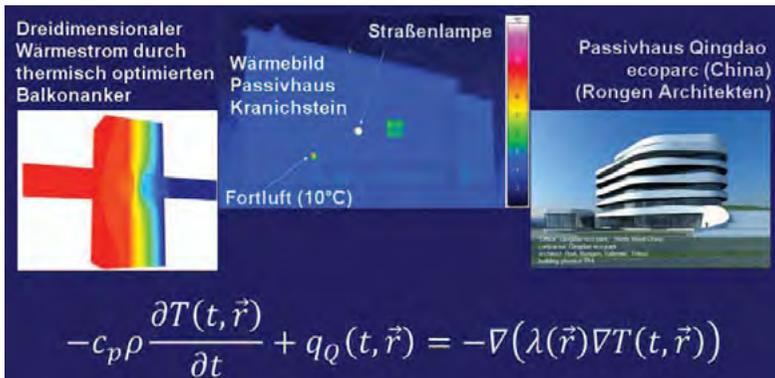


Abbildung 1: Gebäude sind thermodynamische Systeme: Nutzenergiewandler, in denen Wärmeströme wegen Komfortanforderungen vor allem räumlich konzentriert an den Hüllflächen auftreten. Die bedeutendste der hier relevanten Transportgleichungen ist die Fouriersche Wärmeleitungsgleichung.

2. Physik der Gebäudehülle: Bauphysik

Die Berechnung des Wärmestroms durch einfache (ebene und oft aus homogenen Schichten zusammengesetzten) Bauteilen ist einfach und von Hand möglich: Der Wärmedurchgangskoeffizient (U-Wert) charakterisiert solche „Regelbauteile“. Er wurde in den vergangenen Jahrzehnten durch Fortschritte bei den Materialien, in der Bauindustrie und im Handwerk immer geringer (heute in Deutschland regelmäßig zwischen 0,2 und 0,3 W/(m²K) bei opaken Bauteilen, in den sechzig Jahren um 1,4 W/(m²K) beim gut Vierfachen). Allerdings sind

hier immer noch bedeutende Verbesserungspotentiale gegeben, optimal sind eher U-Werte unter $0,15 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ und die vorhandenen alten Bauteile in den bestehenden Gebäuden sind nahezu durchwegs noch erheblich schlechter. Je niedriger der Regel-U-Wert, desto stärker fallen die durch mehrdimensionale Wärmeströme verursachten „Wärmebrücken“ ins Gewicht. Inzwischen verfügt jedoch jeder Bauingenieur über ein numerisches Programm zur Berechnung 2- und 3-dimensionaler stationärer Temperaturfelder – die Wärmebrückeneffekte sind damit quantifizierbar – werden aber dennoch überwiegend noch nicht präzise dokumentiert und nur in wenigen Fällen optimiert [Feist 1994b]. Abbildung 2 zeigt Beispiele, für von der Bauindustrie angebotene wärmebrückenreduzierte oder sogar komplett wärmebrückenfreie Baudetails. Hier gibt es ein enormes Potential an bauphysikalischer Verbesserung und es ist durch Training, verbesserte Produkte und entsprechende Anreize einfach zu erschließen. In [Hazucha 2016] gibt es ein komplettes Konstruktionshandbuch für hochwertige Hüllflächen- und Anschlussdetails und in [KompDat] sind zertifizierte wärmebrückenfreie Anschlüsse für alle Bauteile dokumentiert. Durch zielführende Anwendung der korrekten physikalischen Analyse lassen sich fast alle Zusatzverluste durch Wärmebrücken auf Null reduzieren.

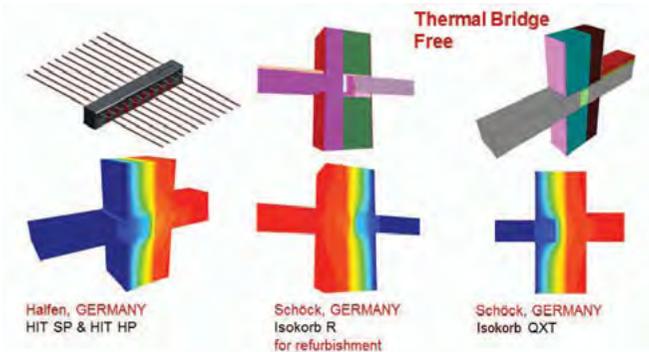


Abbildung 2: Durch die einfache Verfügbarkeit leicht handhabbarer Programme zur numerischen Lösung auch zwei- und dreidimensionaler Aufgaben zum Wärmestrom nach Fourier können sog. „Wärmebrücken“ heute quantifiziert und mit etwas Know-how entscheidend reduziert werden; Ziel ist das „wärmebrückenfreie Konstruieren“. (Grafik: PHI, Krick)

Auch die instationäre Wärmeleitung wird inkl. aller Effekte der Wärmespeicherung im Bausektor durch die Fouriersche Gleichung beschrieben. Die Randbedingungen an den jeweiligen Oberflächen (kurzwellige („Sonnen-“) Strahlung ($0,3$ bis $1,5 \mu\text{m}$) und langwellige („Wärme-“) Strahlung (7 bis $30 \mu\text{m}$)) müssen dabei ebenso eingehen wie die konvektiven Wärmeübergänge. Die zugehörige Theorie ist seit mehr als einem Jahrhundert in diesem Anwendungsbereich validiert und heute sind direkte Vergleiche der Ergebnisse der thermischen Gebäudesimulation mit Feldmessungen in Gebäuden Routine (vgl. Abbildung 3 [Feist 1994a]). Eine präzise Messung ohne große systematische Fehler und eine korrekte konkrete Modellerstellung ist allerdings immer noch mit einer gewissen Mühe verbunden. Zusammengefasst lässt sich aber bestätigen, dass die thermodynamisch adäquaten physikalischen Modelle der Gebäude dem Vergleich mit sorgfältig ausgeführten Feldmessungen standhalten: Das thermische Verhalten von Gebäuden ist daher wohlverstanden.

3. Umsetzung als Energieeffiziente Architektur: Das Passivhaus

Die Übereinstimmung von bauphysikalischer Theorie und Feldmessung erlaubt es, Planungssicherheit für die Projektierung von energieeffizienten Gebäuden zu gewährleisten. Die entscheidenden Schritte der Planung erfolgen dabei durch die entwerfberechtigten Architekten – bei größeren Objekten kommen oft zusätzlich Fachplaner hinzu. In den einschlägigen Planungsbüros hat in der Regel die energieeffiziente Planung neben allen anderen Planungsleistungen keinen besonders hohen Stellenwert – umso wichtiger ist es, dass für die zentral bedeutenden Einflussgrößen einfache und schnell handhabbare Planungshilfen verfügbar sind, die es erlauben, in der angespannten Planungspraxis zielgerecht zu guten Lösungen zu kommen. Solche Werkzeuge stehen systematisch aufgearbeitet z.B. für den Passivhaus-Standard zur Verfügung. Hier gibt es auch ein weltweit verbreitetes Weiterbildungssystem für Architekten, Fachplaner und Energieberater und ein funktionierendes internationales Netzwerk von kompetenten Büros, die regelmäßig einschlägige Fachtagungen besuchen und ihre Fortschritte bei der Umsetzung dokumentieren. Die hier umgesetzte thermische Qualität der Gebäudehülle ist regelmäßig noch einmal einen Faktor von ungefähr 4 besser als es die heute gesetzlich eingeführten Wärmeschutzanforderungen sind. Einige Tausend der so weltweit entstehenden Beispielprojekte sind sogar qualitätsgesichert und zertifiziert - Abbildung 4 zeigt Aufnahmen gebauter und seit mehreren Jahren genutzter Projekte, deren Heizwärmebilanzen um 75% Einsparung gegenüber üblichen Neubauten aufweisen. Die Beispiele zeigen, dass diese Qualität in allen heute eingeführten Bauweisen, für alle Bauaufgaben und in unterschiedlichem Klima realisierbar ist. Auch bzgl. des Baustils haben Architekten alle Freiheiten; selbst für die Baukostenseite zeigen ausgeführte Objekte im kostengünstigen Wohnungsbau, dass der Ansatz der erhöhten Energieeffizienz auf breiter Ebene durchführbar ist [Spiß 2018][Junker 2018].

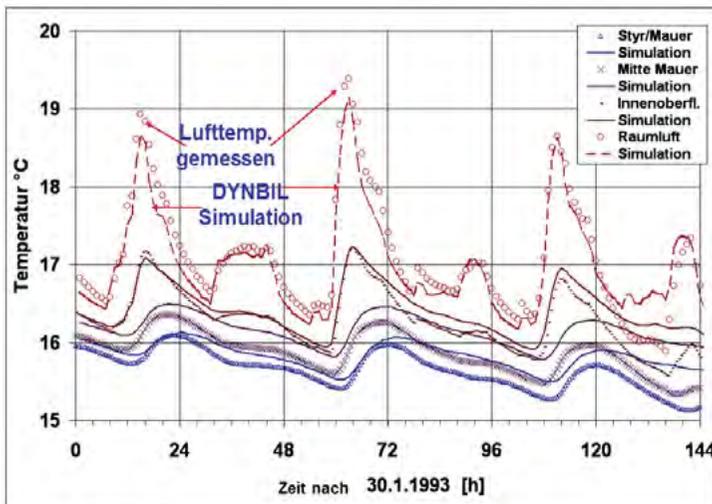


Abbildung 3: Numerische Lösungen des gesamten Systems aus nichtlinearen Gleichungen und Differentialgleichungen sind für das thermische Verhalten von Gebäuden verfügbar. Das Diagramm zeigt den Vergleich von Messdaten (Symbole) mit der Simulationslösung (Kurven) für ein sorgfältig messtechnisch instrumentiertes Feldversuchsgebäude [Feist 1994a].



Abbildung 4: Basierend auf den Erfahrungen mit den Pilotprojekten sind zehntausende Passivhaus-Gebäude weltweit für alle denkbaren Bauaufgaben und in allen Klimazonen realisiert worden. (Oben Mitte. Mehrfamilienwohnhaus in Berlin; oben rechts: Verwaltungsgebäude in Wien; Mitte links und unten links: verschiedene Ansichten der Passivhaussiedlung „Bahnstadt Heidelberg“; Mitte: Bildungseinrichtung in Korea; unten Mitte: Kindergarten in Lindau; unten rechts: Sozialwohnbau („affordable building“) in Philadelphia. Die hier gezeigten Projekte sind qualitätsgesichert und reduzieren den Heizwärmebedarf jeweils um ca. einen Faktor 4 gegenüber neuen Gebäuden noch den gesetzlichen Vorgaben. (Fotos: 1,2,4,5,6,8: Passivhaus-Wettbewerb PHI; 3 Ebel; 7 Feist)

4. Auch im Altbau: EnerPHit erlaubt Faktor 6 und mehr

Die wirksamen Maßnahmen zur Verbesserung der Gebäudehülle, wie sie sich im Neubau bewährt haben, lassen sich im Zuge der allfälligen Bauerneuerung auch nachträglich in bestehenden Gebäuden nachrüsten. Ökonomisch entscheidend ist dabei, dass die **besseren** Fenster dann eingesetzt werden, wenn Fenster ohnehin erneuert werden, weil es dann nur um die verhältnismäßig sehr geringen Differenzkosten der thermisch verbesserten Komponenten gegenüber den ohnehin fälligen neuen Fenstern geht. Ein Beispiel für dieses gekoppelte Vorgehen an die normalen Sanierungszyklen ist in Abbildung 5 dokumentiert. Der Architekt Schulze-Darup hat hier bei der umfassenden Sanierung eines sozialen Mietwohnbaus im bewohnten Zustand eine energetische Effizienzverbesserung um einen Faktor 6 erreicht. Für die erreichbaren Endzustände thermisch sanierter Gebäude ist das kein extremer Ausnahmefall, sondern weitgehend überall zumindest im Rahmen eines Konzeptes mit schrittweiser Sanierung zu leisten [AkkP24 2003][EnerPHit 2012][EuroPHit 2017]. Die Planungsmethoden, die benötigten Komponenten und das Know-how bei den Bauausführenden sind hierfür inzwischen breit am Markt verfügbar.



Abbildung 5: Energieeffizienzverbesserung um einen Faktor mehr als 6 für ein Bestandsgebäude in Nürnberg/Architekt Schulze-Darup [AkkP 24]. Hier liegen Messergebnisse über mehrere Jahre vor, die erzielten Einsparungen entsprechen den Erwartungen. (Für eine Analyse vgl. auch Abbildung 6)

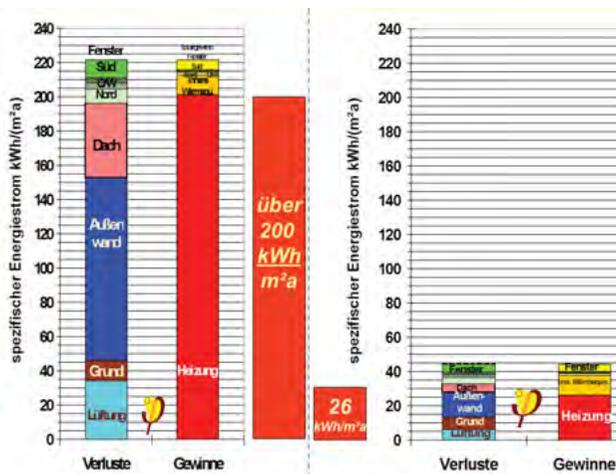


Abbildung 6: Energiebilanzen für das Bestandsgebäude aus Abbildung 5. Die aufsummierten Monatsbilanzen beruhenden Jahresenergieströme erklären, wie die erreichten hohen Effizienzverbesserungen zustande kommen. (Grafik: Feist auf Basis [PHPP][AkkP 24])

Die Brücke zwischen der konkreten baulichen Umsetzung und den Erkenntnissen aus der Physik bildet das detailliert dargestellte Energieflussbild in Abbildung 6 für das oben beschriebene Beispiel; und zwar links für den Ausgangszustand vor der Sanierung und rechts im sanierten Zustand. In Bestandsgebäuden dominant ist (wie auch hier) der Wärmeverluststrom über die Außenwände, gefolgt vom schlecht gedämmten Dach und den nur

zweischeibenverglasten alten Fenstern. Im Gegensatz zu weit verbreiteten Auffassungen ist der Lüftungswärmeverlust des Altbaus gar nicht so extrem bedeutend – wenngleich Zugerscheinungen durch undichte alte Fenster oft Gründe für eine anstehende Sanierung sind. Für das Verständnis entscheidend ist bei dieser Energieflussanalyse, dass ein Fließgleichgewicht vorliegt und die Jahressumme der zugeführten Wärme gleich der Summe der Verluste ist – passiv solare Gewinne und innere Wärmequellen heizen somit mit, sind aber im unsanierten Fall nicht wirklich bedeutend. Durch gute Planung der Sanierung, hochwertige Produkte wie die eingesetzten Passivhaus-Fenster und saubere Ausführung lassen sich die Verluste hier um etwa einen Faktor 5 reduzieren (allein bei der Außenwand verringert sich der U-Wert von ursprünglich 1,4 W/(m²K) auf 0,15 W/(m²K)). Die freie Wärme (als Summe aus den internen Wärmequellen und der passiven Solarenergie) bleibt bei den zugeführten Energiemengen etwa auf gleicher Höhe, so dass sich die aktiv bereitzustellende Heizwärme um mehr als einen Faktor 6 reduziert hat. Das Energiesystem „Gebäude“ als eines der oben dargestellten Endnutzungssysteme weist daher ein gewaltiges Effizienzverbesserungspotential auf, einerseits, weil die alten Bauteile nie auf Dauerbeheizung und heutige Komfortansprüche ausgelegt waren und deshalb sehr hohe Verluste aufweisen und andererseits, weil mit der Bautechnik der modernen Energieeffizienzmaßnahmen große Fortschritte gemacht wurden (... wie das auch für andere Bereiche der Technik der Fall ist; vgl. dazu ein modernes Smartphone mit dem Zentralrechner einer Universität in den 60er Jahren).

5. Worauf es ankommt: Qualität der Gebäudehülle und der Lüftung

Am Querschnitt des Neubaus eines Studierenden-Wohnheims für die Montanuniversität Leoben [Feirer/Frankel 2017] wird in Abbildung 7 illustriert, welches die essentiellen Maßnahmen sind, die zu einer nachhaltigen Verbesserung des Komforts, einer langen Haltbarkeit der Gebäude und einem dauerhaft niedrigen Heizwärmeverbrauch führen:

- Eine deutlich verbesserte Wärmedämmung der opaken Außenbauteile
- Der Einsatz von Fenstern mit positiver Energiebilanz (Dreifachverglasung, gedämmter Fensterrahmen, thermisch getrennter Randverbund und korrekter Fenstereinstbau)
- Wärmebrückenfreies Konstruieren (vgl. Kapitel 1)
- Eine luftdichte Gebäudehülle
- Raumlüftung mit Wärmerückgewinnung



Abbildung 7: Die essentiellen Maßnahmen der Energieeffizienz am Beispiel eines Seminargebäudes der Universität Leoben [Feirer/Frankel 2017]: Es sind die Qualitäten der Gebäudehülle, welchen den entscheidenden Einfluss aufweisen [Feist 2018].

Es sind dies genau die Maßnahmen, die nach der Physik des Systems „Gebäude“ den entscheidenden Einfluss haben und deren Wirksamkeit sich in der inzwischen Tausendfachen Praxisanwendung immer wieder bewährt hat. Die kompetente Planung solcher Maßnahmen setzt einen angemessenen Kenntnisstand bei den Architekten und Fachplanern, die Verfügbarkeit entsprechend gesicherter qualifizierter Komponenten und die Umsetzungspraxis beim Handwerk voraus. Alle diese Bedingungen sind erfüllbar, Weiterbildungsangebote verfügbar und Komponenten sind mit noch vor wenigen Jahren nicht vorstellbarer Qualität am Markt.

5.1 Wärmedämmung in der Fläche für opake Bauteile

Gut wärmedämmende Außenbauteile sind in allen Bauweisen (Beton/Mauersteinbau, monolithischer Porenbau, elementierte Hüllen, Holzbau und Stahlbau) mit U-Werten um $0,15 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ in allen denkbaren Ausführungen und mit allen wünschbaren Fassadengestaltungen verfügbar [Hazucha 2016]. Die Differenzkosten für den verbesserten Wärmeschutz gegenüber leider häufig noch üblicher unzureichender Qualität sind extrem gering (bei wenigen zehn Euro je Quadratmeter) wie auch im Vergleich zu den Kosten des Finish, d.h. die Wirtschaftlichkeit ist gegeben [Feist 2018]. Die Primärenergiebilanz inkl. Herstellung ist bereits vor Ablauf der ersten Heizperiode positiv [Feist 2008], mit A1-Baustoffen lässt sich auch der Brandschutz gegenüber dem Status quo noch weiter verbessern.

5.2 Hochwertige Verglasungen und Fenster

Dank auf der Quantentheorie dünner Schichten beruhender bahnbrechender technologischer Entwicklungen haben sich bauübliche Verglasungen in den vergangenen 70 Jahren von den Wärmelöchern in der Fassade zu Netto-Energie-gewinnenden Komponenten entwickelt (Abbildung 8). Der Durchbruch gelang durch den Einsatz selektiv absorbierender

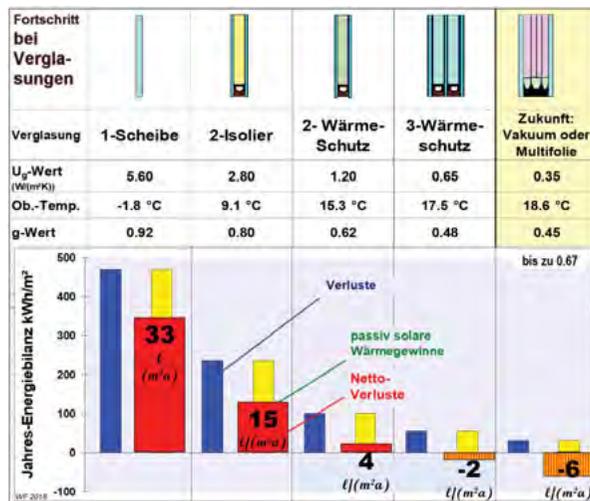


Abbildung 8: Qualitätsverbesserungen bei Fensterverglasungen haben aus früheren „Wärmelöchern in der Fassade“ (Einfachverglasung, links) „Energiegewinnfenster“ mit positivem Beitrag zur Heizenergiebilanz (Stand 2018, 2. Spalte von rechts) gemacht (Grafik: Feist)

Beschichtungen, die heute in jedem neu verbauten Fenster zum Einsatz kommen: Diese reflektieren die langwellige Wärmestrahlung (Emissionsgrad $\varepsilon_{iw} = 0,03$ ist heute Standard) und reduzieren so den Wärmedurchgang durch den Scheibenzwischenraum erheblich. Ist die Schicht physikalisch korrekt projiziert, so kann erreicht werden, dass die kurzwellige passiv solare Strahlung kaum geschwächt wird (Fenster mit hohem Gesamtenergiedurchlassgrad g für winterkalte Regionen) bzw. dass selektiv gerade ein Mindestmaß an spektral günstigem Tageslicht durchkommt (Sonnenschutzglas für sommerheiße Regionen). Verglasungen mit zwei Zwischenräumen sind für Mitteleuropa das physikalische Optimum – und inzwischen die überwiegend in der Praxis eingesetzte Qualität. Mit solcher Qualität trägt die Verglasung im Winter zur Heizenergiebilanz positiv bei – im Gegensatz zur früheren Situation, die allerdings auf Grund des Altbestands erst Schritt für Schritt im Zuge von Sanierungen verbessert wird.

Vergleichenbare Fortschritte wurden auch bei den Fensterrahmen gemacht (Abbildung 9). Dank der Verfügbarkeit von Rechenprogrammen zur mehrdimensionalen Wärmeleitung und der Verbreitung des zugehörigen Know-how, haben hier vor allem kleine und mittlere Fensterbaubetriebe hochwertige Rahmen entwickelt, die passend zur Qualität der von der Industrie angebotenen Dreischiebenverglasungen sind. Die Marktaufnahme ist hier noch nicht 100%, zumal der Gesetzgeber zögert, die erheblichen technologischen Fortschritte auch für den Klimaschutz verbindlich einzufordern. Anachronistische Abstandhalter aus Aluminium mit fataler Wärmebrückenwirkung sollten angesichts kostengünstiger und massiv besserer Lösungen für den Randverbund eigentlich längst vom Markt ausgeschlossen sein.

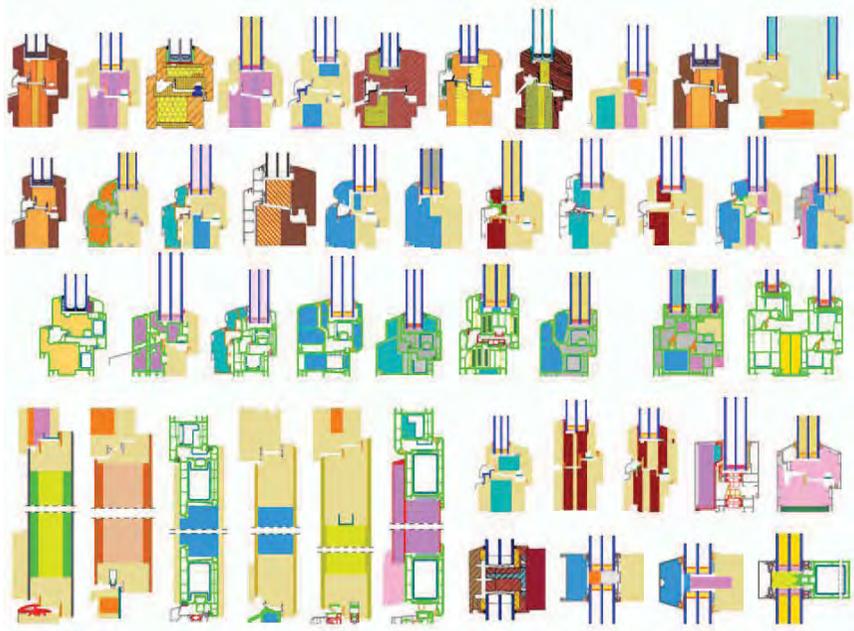


Abbildung 9: Fensterrahmen nehmen einen meist unterschätzten Anteil der Außenhülle ein. Wärmetechnisch optimierte Fensterrahmen, wie die hier dargestellten, verringern die zugehörigen Verluste um mehr als einen Faktor 2. (Grafik: PHI, Krick)

5.3 Wärmebrückenfreies Konstruieren

Die zugrundeliegenden Prinzipien sind schon in Kapitel 1 dargestellt worden – für die Praxis hilfreich sind die erwähnten Konstruktionshandbücher und die umfassende Zertifizierung von Bausystemen inkl. aller relevanten Anschlussdetails [KompDat]. Bei Berücksichtigung in einer frühen Planungsphase entstehen hier keine nennenswerten Kosten, sondern ausschließlich Zusatznutzen (keine Feuchteprobleme mehr, hoher Komfort, lange Haltbarkeit).

5.4 Luftdichte Gebäudehüllen

Unkontrollierte Strömung durch Außenhüllflächen ist häufige Ursache von Bauschäden durch kondensierenden Wasserdampf. Daher müssen Hüllflächen luftdicht ausgeführt werden, wodurch sich auch die Behaglichkeit und der Wärmeschutz verbessern [Peper 2006]. Die zielführenden Prinzipien sind bekannt, die zugehörigen Produkte verfügbar, die Weiterbildungsangebote für die Baubranche bestehen. In Passivhäusern ist die maximale Luftundichtheit bzw. der maximal zulässige Leckagekennwert für Neubauten auf $0,6 \text{ h}^{-1}$ festgelegt (60% der Luft im Gebäude werden pro Stunde ausgetauscht bei einer Druckdifferenz von 50 Pa zur Aussenluft) und dieser Wert hat sich in jeder Hinsicht bewährt.

5.5 Wohnungslüftung mit Wärmerückgewinnung

Gute Raumluftqualität [ISO 7730] kann nur durch ein balanciertes Zu- und Abluftsystem garantiert werden (Abbildung 10). Innenraumluftbelastungen (insbesondere Radon!) lassen sich so zuverlässig auf unbedenkliche Werte reduzieren, Außenbelastungen (Feinstaub!) durch angemessene Feinstaubfilter ePM1 80% [ISO 16890] fernhalten. Luftqualitätsmessungen in Wohnungen, Büros und Schulen zeigen, dass mit dem Konzept der gerichteten Durchströmung bestmögliche Luftqualität mit geringem Stromeinsatz für die Ventilatoren und sehr geringem Wärmeverlust möglich sind. Dank verfügbarer hochwertiger Gegenstrom-Wärmeübertrager können so auch regelmäßig mehr als 80% der Lüftungswärmeströme zurückgewonnen werden (Abb. 10 und 11). Entsprechende Systeme weisen Jahresarbeitszahlen (Wärmebereitstellung je Stromeinsatz) zwischen 8 und 15 auf; sie entlasten damit die winterliche Lastspitze erheblich. Auch für diese Systeme liegt ein von unabhängiger Seite gesichertes Zertifizierungssystem vor.



Abbildung 10: Wohnungslüftung muss vor allem gute Raumluftqualität sicher stellen: Ein Grundprinzip dafür ist die sog. „Kolbenlüftung“ oder gerichtete Durchströmung. Ein solches Wohnungslüftungskonzept kann unter Einsatz von Wärmerückgewinnung mehr als 80% der Lüftungswärmeverluste einsparen. (Grafik: PHI)

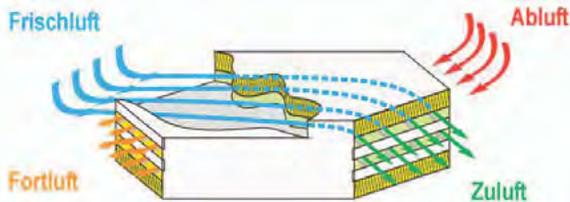


Abbildung 11: Luft/Luft-Gegenstromwärmeübertrager sind heute mit Wärmebereitstellungsgraden von über 85% markteingeführt. Sie gewinnen kostengünstig Wärme aus der Abluft zurück; der erforderliche Antrieb ist mit geringen Leistungen (z.B. zweimal 20W Ventilator) möglich; die Arbeitszahlen liegen zwischen 5 und 12 – qualitätsgesicherte Systeme sind somit hocheffizient. (Grafik: PHI, Sariri)

6. Praxiserfahrung, Langzeitverhalten, Feldmessergebnisse

Das erste Pilotprojekt mit Passivhausstandard, ein Reihenhaus mit vier weitgehend baugleichen Einheiten, wird seit 1991 regulär bewohnt ist jetzt über 25 Jahre im Betrieb (Abbildung 12). Die kontinuierlich durchgeführten Begleitmessungen zeigen einen ab dem 2. Betriebsjahr stabilen, durch die Schwankungen der Wetterrandbedingungen modulierten Heizendenergieverbrauch von im Durchschnitt 8,5 kWh/(m²a). Geheizt wurde hier mit einer konventionellen Gas-Brennwertheime, die gemeinsam alle vier Reiheneinheiten versorgt. Der gemessene Verbrauch ist sogar (geringfügig) geringer als der Projektierungswert von 10,7 kWh/(m²a) nach der PHPP-Energiebilanzberechnung. Ein nach den geltenden gesetzlichen Anforderungen am Standort realisiertes Gebäude mit ansonsten gleichem architektonischen Entwurf würde einen Verbrauch von etwa 68 kWh/(m²a) Erdgas für die Heizung aufweisen. Der hier demonstrierte extrem niedrige Verbrauch bei zugleich optimalem thermischen Komfort weist die Richtung für eine erfolgreiche Wärmewende: Der Restbedarf ist so gering, dass mit dieser Qualität ein Problem bzgl. der Deckung des Heizwärme-Winterberges nicht besteht; zwar ist auch hier eine gewisse saisonale Speicherung erforderlich und deren Kosten sind spezifisch je Kilowattstunde hoch [Graf 2017], bei der Verringerung auf nur noch ca. 400 kWh/Wohneinheit wäre dies aber auch ökonomisch leistbar.

Das Pilotprojekt erlaubte darüber hinaus eine systematische Nachuntersuchung zum Langzeitverhalten der entscheidenden Komponenten. Es wurden nach 25 Jahren Proben der Wandaufbauten entnommen (Abbildung 13), Thermographien der gesamten Hülle wiederholt, die Drucktestmessungen wiederholt und Luftqualitätsmessungen durchgeführt. Die Ergebnisse sind in [Feist 2016a] publiziert, sie werden hier nur in Stichworten wiedergegeben:

- Druckfestigkeit des Dämmstoffes (s_{10} 59 kPa) ✓
- Wärmeleitfähigkeit des Dämmstoffes 0,0412(12) W/(mK) ✓
- Mittlerer U-Wert der Verglasungen 0,78(5) W/(m²K) ✓
- Wärmebrückenfreiheit nach 25 Jahren weiter stabil ✓
- Luftdichtheit nach 25 Jahren unverändert (0,21(4) h⁻¹) ✓
- 80% Wärmerückgewinnung des ursprünglichen Wärmerückgewinnungsgerätes ✓
- Innenraum-Luftqualität: IDA 2 ✓

Insgesamt wird dem Gebäude und den entscheidenden Komponenten (bis auf den Brennwertkessel und die Ventilatoren) eine erwartete Nutzungsdauer von mehr als 50 Jahren ohne Erneuerungsaufwand attestiert. Überraschend mag auf den ersten Blick die lange

Lebensdauer auch der Lüftungssysteme (bis auf die Ventilatoren) erscheinen – mit etwas Reflektion ist aber klar, dass an Luftleitungen, Filterkästen, Auslassventilen, Luft/Luft-Wärmeübertragern keine relevante Degradation auftritt.

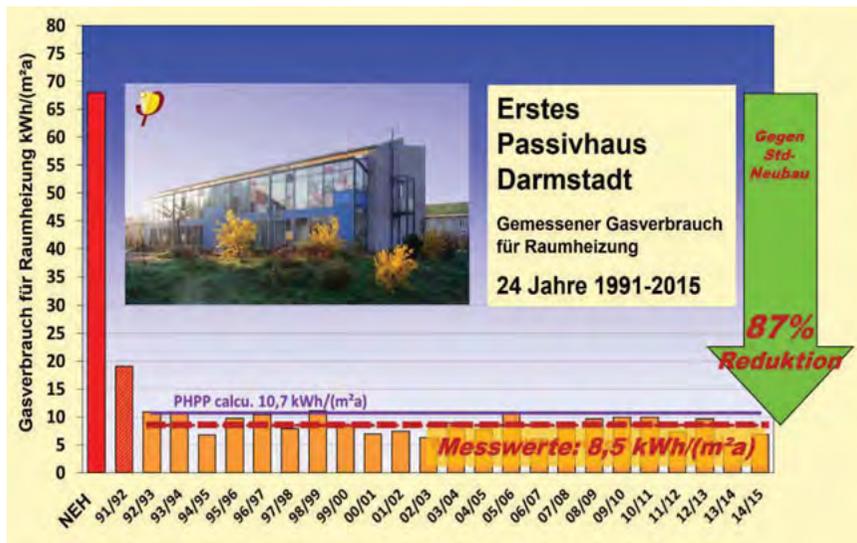


Abbildung 12: Messergebnisse aus dem ersten Feldversuch zeigen einen stabil über Jahrzehnte um einen Faktor 7 reduzierten gemessenen Heizenergieverbrauch (Reihenhaus mit vier Einheiten, [Feist 1997a], [Feist 2016b])

Die Erkenntnisse zur Dauerhaftigkeit und Beständigkeit des Komfort und der Raumluftqualität sind von ökonomischer Relevanz: weitgehend wartungsfreie, langlebige Systeme (wie die wärmedämmten Bauteile, die Fenster und das Lüftungssystem) erbringen die erwartete Energiedienstleistung über viele Jahrzehnte ohne laufende Kosten – die anfängliche höhere Investition schreibt sich so in effektiven Energie-Substitutionskosten in einem Feld zwischen 2,6 und 10 €Cent/kWh Nutzwärme ab [Feist 2018].



Abbildung 13: Probenahme nach 25 Jahren aus der Außenwand am Pilotprojekt und Innenthermographie der dauerhaft wärmebrückenfreien und luftdichten Konstruktion [Feist 2016a]

Nach bestandem Feldtest konnten im Zuge des „Arbeitskreis kostengünstige Passivhäuser“ und im EU-Projekt “CEPHEUS“ (Cost Efficient Passive Houses as EUropean Standard) ganze Siedlungen in hochenergieeffizienter Bauqualität errichtet und vermessen werden [Feist 1997b]. Die Versorgung mit Heizwärme in den Passivhaus-Siedlungen in Wiesbaden und Hannover erfolgt über Wärmeverteilnetze aus zentralen Quelle, in der Stuttgarter Siedlung über elektrisch betriebene Fortluftwärmepumpen. Die Heizwärmeverbrauchsdaten konnten von den jeweiligen Forschungsbegleitemen in jeder Wohnung individuell gemessen werden, so dass daraus eine umfassende Statistik des Nutzerverhaltens resultiert (Abbildung 14). Die Messergebnisse zeigen in jeder baugleichen Gruppe eine zufällige Verteilung der einzelnen Verbräuche - die sich in guter Näherung durch eine Gaußsche Normalverteilung darstellen lassen. Der Zufallsanteil (charakterisiert durch die Standardabweichung σ) repräsentiert den Benutzereinfluss, während der Erwartungswert μ die physikalische Eigenschaft (energetische Qualität) des Gebäudes und des Heizsystems charakterisiert.

Die linke Gruppe ist zu Vergleichszwecken eine Siedlung von $N = 41$ Niedrigenergiehäusern (NEH). Hier liegt der durchschnittliche Verbrauch bei $\mu = 66 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$. Der Nutzereinfluss liegt bei $\sigma = 19 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$ oder $\sigma/\mu = 29\%$ des Mittelwertes. Die Genauigkeit des Durchschnitts $\sigma/(N^{1/2}) = 3 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$, also für

- Typische Niedrigenergiegebäude NEH (deutscher Neubau nach etwa 2008)
 $Q_{\text{Heiz,NEH}} = 66 (\pm 3) \text{ kWh} / (\text{m}^2\text{a})$,

Das bestätigt um 58% Einsparungen im Vergleich zum Altbestand (typisch bei $158 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$).

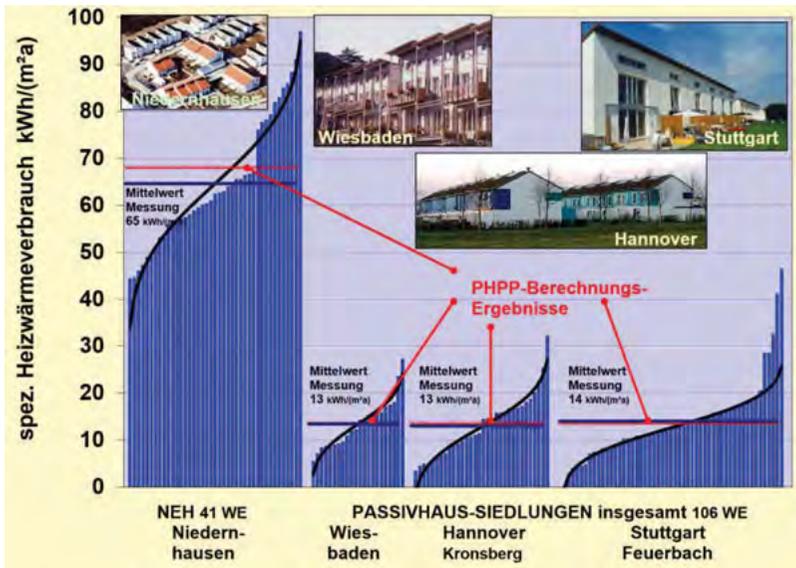


Abbildung 14: Wärmemessungen in 106 Reihenhäusern mit Passivhausqualität im Vergleich zu 41 Häusern in Niedrigenergiebauweise (links, etwa heutigem (2018) gesetzlichen Standard in Deutschland entsprechend). Die Verbrauchsreduktion entspricht einem Faktor 5 (nach [Feist 1997b]).

Die rechte Gruppe besteht aus drei Siedlungen mit insgesamt $N = 106$ Passivhäusern (PH), mit jeweils hochdämmender Gebäudehülle, in 4.2 beschriebener Fensterqualität und Lüftung mit Wärmerückgewinnung [Feist 2016b]. An drei verschiedenen Standorten [Ebel 2003][Peper 2003][Reiß 2003] von Süd- bis Norddeutschland beträgt der durchschnittliche Verbrauch $\mu = 13,7$ kWh/(m²a). Der absolute Nutzereinfluss reduziert sich ($\sigma = 5,8$ kWh/(m²a)), jedoch wird er relativ gegenüber dem Durchschnitt erhöht ($\sigma/\mu = 42\%$). Die Genauigkeit des Durchschnitts $\sigma/(N^{1/2})$ ergibt 0,6 kWh/(m²a):

- Typischer Passivhausstandard PH
 $Q_{\text{Heiz,PH}} = 13,7 (\pm 0,6) \text{ kWh} / (\text{m}^2\text{a})$

Dies bestätigt statistisch gesichert 91% Einsparungen im Vergleich zum Altbau und immer noch 79% im Vergleich zu durchschnittlichen Neubauten.

7. Umsetzung in der Energiewende, internationale Weiterverbreitung

Die Regelungen der deutschen Energiesparverordnung bleiben zwar weit hinter den verfügbaren Potentialen zurück (vgl. Abbildung 14), sie haben jedoch spürbare Verbesserungen gegenüber den früheren Qualitäten gebracht. In der Folge ist der Verbrauch an Heizenergie bei weitem nicht so stark gestiegen, wie es dem Zuwachs an Nutzfläche und Komfort entspricht (Abbildung 15). Auch in anderen Sektoren nimmt die Energieeffizienz spürbar zu – und es gibt zudem einen Strukturwandel in Richtung auf weniger energieintensive Produktion. Im langjährigen Trend ist der Primärenergieverbrauch sogar seit 1990 leicht gefallen und selbst der fossile Energieverbrauch ist rückläufig. Effiziente Energienutzung durch Investition in bessere Dämmung, Fenster, Lüftung könnte künftig aber in weit höherem Maß zur Sicherung des Wohlstandes und zur CO₂-Reduktion beitragen, wie die Kapitel 1 bis 4 dieses Beitrages beweisen.

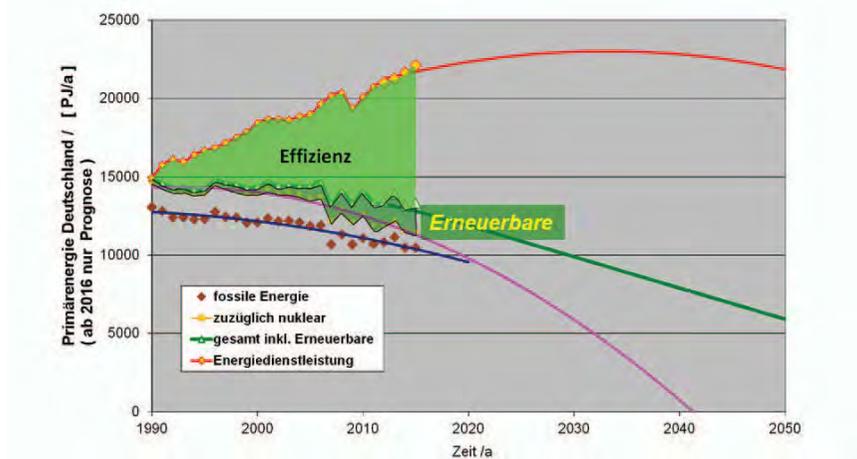


Abbildung 15: Die Energiewende in Deutschland ist erfolgreich – der Primärenergieverbrauch sinkt trotz weiter zunehmender Energiedienstleistung (oberste Kurve repräsentiert durch das Nettoinlandsprodukt). Zusätzlich substituiert Erneuerbare Energie fossilen Brennstoff. Die Potentiale an Effizienz könnten in noch weit höherem Maß mobilisiert werden – das zeigen die Ergebnisse der in diesem Beitrag dokumentierten Feldforschung (Grafik: Feist nach Daten AGEb, Destatis).

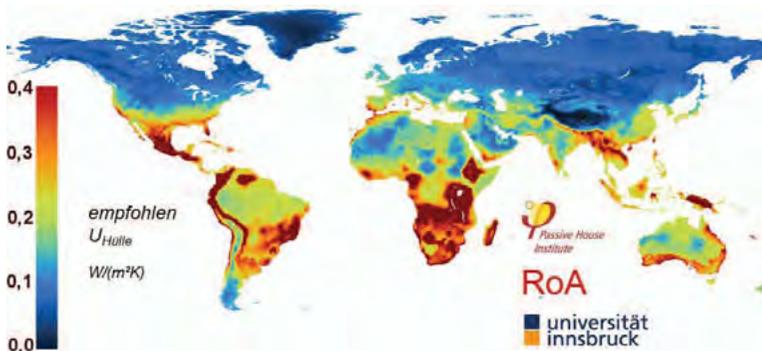


Abbildung 16: Der Passivhausstandard ist weltweit umsetzbar – die Detaillösungen führen jeweils klimaangepasst zu vernachlässigbar geringen Verbrauchswerten für Heizung und Klimatisierung. Dadurch wird ein auf Erneuerbarer Energie beruhendes Energiekonzept realistisch umsetzbar. (PHI)



Abbildung 17: Beispiele realisierter Passivhaus-Neubauten in China. (1 Longfor; 2 Feist; 3,4 PHI)

Die Entwicklung in Mitteleuropa strahlt weltweit auf die Verbesserung der Effizienz in allen Kontinenten und Sektoren aus. Die physikalischen Grundlagen für den Bau energieeffizienter Gebäude sind überall die gleichen – die Planungsinstrumente, insbesondere das PHPP [PHPP] können weltweit erfolgreich eingesetzt werden, die Ansätze für verbesserte Qualitäten bei den Baukomponenten lassen sich leicht auf alle Klimaregionen übertragen. Selbstverständlich müssen dabei die Detaillösungen an die jeweiligen klimatischen und kulturellen Gegebenheiten angepasst werden – genau das leistet der Passivhaus-Standard mit seiner weltweit verfügbaren Toolbox. Wie klimaangepasstes Bauen im Passivhausstandard in den Weltregionen aussehen kann, wurde in der Publikation [Schnieders 2015] mit Simulationsrechnungen und beispielhaft konkret durchgeplanten Architekturbeispielen aufgezeigt. Abbildung 16 zeigt beispielhaft daraus die Ergebnisse für die ökonomisch

optimalen Hüllflächen-U-Werte von Wohngebäuden. Wie zu erwarten sind diese in arktischen Regionen sehr gering (tiefblau); aber auch in den heißen Regionen hilft Wärmedämmung als Hitzeschutz (bei aktiver Kühlung, wie heute generell dort eingeführt) Energie sparen. Interessant sind die dunkelrot dargestellten sog. „lucky climates“, in denen passive Klimatisierung wg. des dort ganzjährig günstigen Außenklimas auch bei nur mäßigem Wärmeschutz leicht möglich ist (z.B. Küsten Portugals, mexikanische und äthiopische Hochländer, Gebirgszüge der Anden).

Die Umsetzung ist weltweit bereits im Gange [Selke 2017, Treberspurg 2017, Nicholson 2018, Pallantzas 2018]. Abbildung 17 zeigt fertiggestellte zertifizierte Passivhäuser in China. Auf der internationalen Passivhaustagung, die jedes Jahr an einem anderen Ort veranstaltet wird, treffen sich regelmäßig über 1000 Architekten, Ingenieure und Bauschaffende, um sich über Fortschritte in der Entwicklung auszutauschen [iPHC].

Literaturverzeichnis

- [AkkP24 2003] "Einsatz von Passivhaustechnologien bei der Altbau-Modernisierung", Protokollband Nr. 24 des Arbeitskreises kostengünstige Passivhäuser Phase III; Passivhaus Institut; Darmstadt 2003.
- [Ebel 2003] W. Ebel, M. Großklos, J. Knissel, T. Loga, K. Müller: "Wohnen in Passiv- und Niedrigenergiehäusern – Eine vergleichende Analyse." Teilbericht Bauprojekt; IWU, Darmstadt 2003
- [EnerPHit 2012] Bastian, Z. et al: "EnerPHit Planerhandbuch", 1. Aufl., Passivhaus Institut, Darmstadt 2012
- [EuroPHit 2017] Steiger, J. et al: "EuroPHit Retrofitting for the energy revolution, one step at a time", Intelligent Energy Europe, Europäische Union, web-verfügbar <http://bit.ly/EuroPHit2017>
- [Feist 1994a] W. Feist & J. Werner: "Energiekennwert < 32 kWh/(m²a)." Bundesbaublatt, Feb 1994
- [Feist 1994b] W. Feist: "Thermische Gebäudesimulation." Heidelberg, 1st edition, 1994
- [Feist 1997a] W. Feist & T. Loga: „Vergleich von Messung und Simulation." Working group on cost efficient passive houses, protocol volume 5, Darmstadt 1997, pp 29 – 63
- [Feist 1997b] W. Feist: "Messergebnisse zur Nutzerstreuung des Energieverbrauchs bei ausgewählten Bauprojekten", Arbeitskreis kostengünstige Passivhäuser, Protokollband 9 (Nutzerverhalten), PHI, DA 1997
- [Feist 2008] Feist, W.: "Lebenszyklusbewertung von Gebäudekonzepten." In: 14. Internationales Holzbau-Forum. Hrsg: Hochschule für Architektur, Bau und Holz -HSB-, Biel Fraunhofer IRB Verlag, 2008
- [Feist 2016a] Feist, W.: "Passive House – the long-lasting solution"; in: Proceedings 20th International Passive House Conf., Passive House Institute, Darmstadt, 2016.
- [Feist 2016b] W. Feist, S. Peper: "Energy efficiency of the Passive House Standard: Expectations confirmed by measurements in practice", internet-publication, bit.ly/Results_PH Darmstadt 2016
- [Feist 2018] Feist, W.: "The Passive House – a solution for affordable housing." Proc. 22nd International Passive House Conf., Munic 2018
- [Freier/Frankel 2017] Freier, M. and Frankel, A.: "mineroom Leoben: Timbered Passive House student dormitory" Proc. 21st International Passive House Conf., Vienna 2017, pp 87-92

- [Graf 2017] Graf, F. und Trimis, D.: "Power to Gas Konzepte für die Energiewende", in Hardo Bruhns „Energie – Herausforderungen der Energiewende“, Arbeitskreis Energie der DPG, Tagungsband 2017, Münster, pp 29-53
- [iPHC] Internationale Passivhaustagung; „passivhaustagung.de“; Tagungsbände der 1. bis 22. Passivhaustagung über Passivhaus Institut, Darmstadt, 1996 – 2018
- [Junker 2018] Junker, F.: "More than 15 years of success with Passive Houses in Frankfurt am Main". Proceedings 22nd International Passive House Conference, Passive House Institute, Darmstadt and Munich, 2018.
- [Hazucha 2016] Hazucha, Juraj: "Konstrukcni Detaily pro Pasivni a Nulove Domy." Praha 2016
- [KompDat] Datenbank zertifizierter Passivhauskomponenten:
database.passivehouse.com/de/components/
- [Nicholson 2018] B. Nicholson & Z. Semke: "Passive House Proof in Pittsburgh." Proc. 22nd International Passive House Conf., Munic 2018, pp 173-178
- [Pallantzas 2018] S. Pallantzas: "Can a single 2 kW Mini-Split Heat and Cool a 100 m² Passive House?" Proc. 22nd International Passive House Conf., Munic 2018, pp 331-336
- [Peper 2003] S. Peper and W. Feist: "Klimaneutrale Passivhaussiedlung Hannover-Kronsberg; Analyse im dritten Betriebsjahr." Fachinformation PHI-2002/3; PHI, Darmstadt 2003
- [Peper 2006] Peper, S. und Feist, W.: "Luftdichtheit – unverzichtbar bei Passivhäusern." im IBO-Konstruktionshandbuch Passivhäuser, Wien 2006
- [PHPP] Passive House Institute: "Passive House design Package; PHPP", 1st edition 1999; V9 2015, Darmstadt
- [Reiß 2003] Reiß, J. und Erhorn, H.: "Messtechnische Validierung des Energiekonzeptes einer großtechnisch umgesetzten Passivhausentwicklung in Stuttgart-Feuerbach", IBP-Bericht WB 117/2003, Stuttgart 2003.
- [Schnieders 2015] J. Schnieders, W. Feist, L. Rongen: "Passive Houses for different climatic zones." Energy and Buildings, 105 (2015) pp 71-87
- [Selke 2017] T. Selke: "Reality Check for the ENEGYbas – seven years of energy operations at a Passive House Office Property in Vienna." Proc. 21st International Passive House Conf., Vienna 2017, pp 275-280
- [Spieß 2018] Spiß, E.: "Showcase project: the first 5-euro residential building to meet the Passive House Standard in Tyrol." Proc. 22nd International Passive House Conference, PHI, Darmstadt and Munich, 2018
- [Treberspurg 2017] M. Treberspurg: "Architecture for the future - Solar Passive House Buildings." Proc. 21st International Passive House Conf., Vienna 2017, pp 79-86

Prof. Dr. Wolfgang Feist
Arbeitsbereich Energieeffizientes Bauen,
Universität Innsbruck
Technikerstraße 13
A-6020 Innsbruck

Passivhaus Institut
Rheinstr. 44/46
D-64283 Darmstadt

Die Rolle der Fernwärme bei der Energie- und Wärmewende

Manuel Rink — Stadtwerke Karlsruhe GmbH

Erweiterter Abstract

Welchen Beitrag kann und muss Fernwärme insbesondere in Ballungsräumen leisten, um die Energie- und Wärmewende erfolgreich zu gestalten? Welche Anforderungen werden dabei an Fernwärmesysteme gestellt, damit sie die zukünftigen Aufgaben erfüllen können? Wo sind aus heutiger Sicht Grenzen für Fernwärme bzw. wo bieten sich andere Versorgungsvarianten an?

Entwicklung des Wärmebedarfs im Gebäudebestand

Auf den Wärmesektor im Gebäudebereich, also das Heizen und Klimatisieren sowie Warmwasserbereitung entfällt in Deutschland ca. ein Drittel des Endenergieverbrauchs. Der derzeitige Gebäudebestand hat einen durchschnittlichen Wärmebedarf von über $200 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{a}$ und ist damit noch weit von den heutigen Vorgaben der Energieeinsparverordnung entfernt (EnEV 2014 mit seiner Verschärfung ab 2016¹); geschweige denn genügt er den Anforderungen für die Erreichung der Ziele der Energiewende.

Für die Erreichung dieser Ziele ist die Reduzierung des Wärmebedarfs im Gebäudesektor deshalb von oberster Priorität. Das Reduktionsziel für Treibhausgase, insbesondere für die CO_2 -Emission, liegt bei 80 - 95 % und ist im Gebäudesektor durch Dämmung allein nicht zu erreichen; denkbar sind hier im Gebäudebestand allenfalls bis zu 65% Reduktion. Entsprechend muss die verbleibende Reduktion der Emission bei der Wärmeversorgung erzielt werden.

Im Laufe der Jahre wird durch Sanierungsmaßnahmen der spezifische und damit der gesamte Wärmebedarf im Gebäudebestand sinken, ein Zielwert von $70 \text{ kWh}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$ (etwa ein Drittel des heutigen Werts) kann vornehmlich durch verbesserte Dämmung erreicht werden. Allerdings benötigt die Sanierung des Gesamtbestandes bei einer Sanierungsrate von 2 %/a, noch 50 Jahre.

Und der Zielwert von $70 \text{ kWh}/\text{m}^2\cdot\text{a}$ ist bei vielen Bestandsgebäuden kaum zu erreichen, ohne massive Eingriffe in die Bausubstanz vorzunehmen oder Kollisionen mit dem Denkmalschutz zu erleiden.

Voraussetzungen für den Einsatz von Fernwärme für die Deckung des Wärmebedarfs

Um die mit dem verbleibenden Wärmebedarf verbundenen Emissionen von ca. 35% des heutigen Werts auf <10% zu reduzieren, ist die Optimierung der Wärmezufuhr durch Technik und insbesondere Wechsel auf emissionsarmen Brennstoff erforderlich. Geeignete moderne Wärmebereitstellungstechniken wie Wärmepumpe oder Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) stehen zur Verfügung; Wärmespeicher können ggf. einen wichtigen Beitrag leisten.

Einen wichtigen Beitrag kann Fernwärme liefern, die für die Bedarfsdeckung größerer Wohnobjekte hinsichtlich der spezifischen Emissionsminderung bspw. kleinen KWK-Anlagen oder Pelletheizungen inkl. aller Vorketten oft weit überlegen ist.

Allerdings sind Fernwärmesysteme aufwändig in der Erstellung: Die Erzeugungseinheiten müssen sehr flexibel sein, die Möglichkeit zur Einbindung unterschiedlicher Wärmequellen bieten und unterliegen in aller Regel sehr hohen Anforderungen bzgl. der Umweltverträglichkeit (Lärm-, Schadstoffemissionen usw.) und der Sicherheit (Arbeitsschutz, Störfall usw.).

Die Verteilnetze nehmen relativ viel Platz im Untergrund ein, sind im Vergleich zu anderen leitungsgebundenen Energien teuer und „umständlicher“ zu verlegen und bieten nur einen beschränkten Freiheitsgrad bzgl. der Leistungsbreite.

Damit kommen nur Gebiete mit dichter Bebauung d.h. hoher Wärmebedarfsdichte wirtschaftlich für die Belieferung mit Fernwärme in Frage. Durch entsprechende Förderungen kann der spezifisch notwendige Anschlusswert pro Meter Trasse zwar gesenkt werden. Aber selbst dann wird der betriebs- und volkswirtschaftlich sinnvolle Einsatz i.A. bei einem Wärmeabsatz von über 1 - 2 MWh/ Trassenmeter und Jahr² liegen müssen, was bei einem zukünftigen Zielwert für den Wärmebedarf moderner Gebäude von 70 kWh/(m²a) eine beidseitig mehrstöckige Straßenbebauung erfordert.

Diese Voraussetzungen sind i.A. in städtischen Ballungszentren aber auch bei verdichteter Wohnbebauung in der Peripherie gegeben, übrigens auch vielfach in Altbauquartieren mit schwierig zu dämmenden denkmalgeschützten Objekten. Hier können mit Fernwärme die Gebäudewärmetechnik kostengünstig auf ein Minimum reduziert und die Emissions- und Effizienzvorteile der großtechnischen Wärmebereitstellung vorteilhaft genutzt werden: Vorteile, die in der Einzelversorgung eines Gebäudes nicht zu erreichen sind.

Planungssicherheit für Fernwärme – Forderung nach fairen Marktbedingungen

Insgesamt ist Fernwärme ein wesentlicher „Enabler“ der Wärmewende, die unterschiedlichste Wärmequellen – Abwärme von Gas- bzw. biogener Stromerzeugung bzw. KWK, industrielle Abwärme, Geothermische Wärmequellen bzw. Wärmepumpen u.v.m. – einbeziehen kann.

Im Laufe der nächsten Jahre ist als wichtigster Punkt das Thema „Planungssicherheit“ zu nennen. Alle Maßnahmen in Fernwärme-Systeme sind kapitalintensiv und haben lange Amortisationszeiten. Dafür sind die betriebsüblichen Nutzungs- und die Lebensdauern hoch. Um in ein solches langlebiges und teures System zu investieren, muss dem Investor ein Mindestmaß an Sicherheit geboten werden.

In der Vergangenheit wurde insbesondere im Erzeugungsbereich sehr viel Kapital entwertet, weil die Politik die Randbedingungen unvorhersehbar verändert hat (Einführung des CO₂-Zertifikatehandels mit dem TEHG 2004, und dessen Änderung 2011³ und den daraus resultierenden Verteuerungen bei der Stromerzeugung oder die Abkehr von der Kernenergie⁴. Dies führt zu entsprechender Zurückhaltung bei den Unternehmen bezüglich langfristiger Investitionen, da diese insbesondere durch politische Markteingriffe ihren Wert einbüßen können. Und der Bau von Wärmeerzeugungsanlagen und Wärmeverteilnetzen stellt wie beschrieben eine langfristige Investition dar.

Zudem müssten wie bei der Wärmepumpe⁵ auch Belastungen, die die Fernwärme einseitig zu tragen hat, abgebaut oder kompensiert werden. Beispielsweise steht Fernwärme in direkter Konkurrenz zu fossilen Energieträgern, die im Gewerbe- oder Privatbereich zur Beheizung eingesetzt werden. Bei deren Einsatz haben Anlagen unter 20 MW thermischer Leistung keine finanziellen Belastungen aus den damit verbundenen CO₂-Emissionen bei der Eigenversorgung. Anders die Fernwärme-Versorger: sie unterliegen gewöhnlich aufgrund der Anlagengröße über 20 MW thermisch dem Zertifikatehandel und müssen für ihre integralen CO₂-Emissionen Zertifikate zukaufen⁵.

Auch beim in der Abstimmung befindlichen Gebäudeenergiegesetz (GEG), das die beiden Gesetze Energieeinspargesetz (EnEG) - mit der unterlegten Energieeinsparverordnung (EnEV) - und das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) zusammenführen soll^{6,7}, ist darauf zu achten, dass die Fernwärme nicht benachteiligt wird, beispielsweise in Bezug auf Quartierslösungen⁸.

Ausblick

Fernwärme kann in einem ganzheitlichen Konzept der Wärmewende eine wichtige und kosteneffiziente Rolle spielen. Angesichts der Schwierigkeiten einer stark auf fluktuierenden Erneuerbaren (Wind und Photovoltaik) basierenden zukünftigen Energieversorgung werden Grundlast- und Regelenergieerzeugung sowie Power-to-X neben Strom- auch Wärmemengen bereitstellen, die bei entsprechender Planung kostengünstig als Fernwärme genutzt werden können.

Eine „electric-only“ Gesellschaft wird nach heutigem Erkenntnisstand noch lange auf sich warten lassen (u.a. auch im Transportsektor bei Flug- und Schiffsverkehr). Es wird wohl auch in weiter Zukunft – sicher jedenfalls noch viele Jahrzehnte lang - ein Nebeneinander vieler Techniken und Systeme brauchen, um unsere Gesellschaft wirklich nachhaltig aufzustellen. Fernwärme kann dabei als wesentlicher Bestandteil des Lösungsbaukastens angesehen werden.

Literatur

1. http://www.enev-online.com/enev_2014_volltext/enev_2014_verkuendung_bundesgesetzblatt_21.11.2013_leseversion.pdf
2. Erfahrungswert der Stadtwerke Karlsruhe GmbH
3. <https://www.jurion.de/gesetze/tehg/>
4. <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatistischeSeiten/Breg/Energiekonzept/05-kernenergie.html>.
5. (siehe TEHG: <https://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/tehg.pdf> , dort Anhang 1)
6. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/energiewende-plattform-gebaeude.html?cms_artId=574248
7. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gebaeude-energieeinsparrecht.html>
8. https://www.gwf-gas.de/fileadmin/GWFGasEnergie/gwf_gas_Ausgaben/gwf_gas_2016/gwf_gas_11_16/GE_11_2016_fb_Flosbach.pdf

Dr. Manuel Rink,
Stadtwerke Karlsruhe
Daxlander Straße 72
D-76185 Karlsruhe

(K)eine Wende ohne Bioenergie? - Die Rolle der Biomasse in unserer künftigen Energiewirtschaft

Jürgen Karl, Universität Erlangen-Nürnberg

Abstract

Die deutsche Energiewende steht in der Kritik. Insbesondere die energetische Nutzung von Biomasse wird aufgrund des Landverbrauchs, Nahrungsmittelkonkurrenzen und hoher Kosten zunehmend in Frage gestellt. Ungeachtet dessen muss die Bioenergie auch weiterhin einen signifikanten Beitrag für das Gelingen der Energiewende leisten. Neben traditionellen technischen Optionen zur Nutzwärmeerzeugung, der Stromerzeugung und der Kraft-Wärme-Kopplung gewinnen insbesondere Technologien zur Nutzung biogener Rohstoffe für die Speicherung anderer erneuerbarer Energien wie Wind und Sonne und die Herstellung synthetischer Biotreibstoffe zunehmend an Bedeutung. Zur dauerhaften Speicherung dieser „fluktuierenden“ Ressourcen in chemischen Energieträgern stehen inzwischen Power-to-Gas oder Power-to-X Technologien in Konkurrenz zur Speicherung von reinem Wasserstoff. CO₂-frei wird diese Speicherung nur dann, wenn nicht nur der Wasserstoff, sondern auch der Kohlenstoff der chemischen Energieträger aus erneuerbaren Quellen stammt.

1. Der Holzweg – Klimaretter oder ökologisches Desaster?

1.1. Warum die Politik sich von der Bioenergie abwendet

Noch in den 90er Jahren des letzten Jahrhunderts - also in den Anfängen der bundesdeutschen Energiewende – galt die energetische Nutzung von Biomasse als die zentrale und wichtigste Ressource für die Nutzung erneuerbare Energien [1].

Lange bevor Windenergie und Photovoltaik signifikante Anteile zur deutschen Stromerzeugung beitragen konnten, wurden die Potentiale von Holz und Energiepflanzen überaus optimistisch diskutiert. Die Nutzung von Holzhackschnitzeln für die Kraft-Wärme-Kopplung in Dampfkraftwerken, ORC- (Organic Rankine Cycle) Anlagen und Holzvergasungsanlagen etablierte sich und schon bald stand die Debatte um konkurrierende Verwertungsrouten – vor allem die Nutzwärmeerzeugung und die Herstellung synthetischer Treibstoffe aus Biomasse, den sogenannten Biofuels – im Fokus der wissenschaftlichen und gesellschaftlichen Diskussion.

Kritische Stimmen regten sich zunächst zu tatsächlich verfügbaren Potentialen – nachdem das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) in seiner ursprünglichen Fassung des Jahres 2000 auch die Nutzung von Altholz erlaubte, entstand in kurzer Zeit eine große Zahl an Altholzfeuerungen, deren Brennstoffbedarf nicht gedeckt werden konnte. Lange hielt sich auch für andere Holzfraktionen die Auffassung, dass für eine nennenswerte Nutzung gar nicht genug Biomasse verfügbar wäre. Mit den Novellen des EEG der Jahre 2004 und 2009 wurden vor allem Biogasanlagen gefördert. In ganz Deutschland entstanden ca. 9000 Biogasanlagen, die zur „Vermaisung“ der Landschaften führten und nicht nur in Deutschland eine lebhafte „Teller-Tank Diskussion“ initiierten. Steigende Ölpreise – die plötzlich das „Heizen mit Weizen“ und Palmölimporte aus Malaysia für die Stromerzeugung in Motoren-BHKWs wirtschaftlich werden ließen, trugen dazu bei, dass sich die öffentliche Wahrnehmung der energetischen Nutzung von Biomasse stetig verschlechterte. Dies führte schließlich dazu, dass der Bioenergie mit der EEG Novelle des Jahres 2014 nahezu kein Raum mehr gegeben und dem weiteren Ausbau der Bioenergie im „Ausbaukorridor“ der Bundesregierung gerade noch eine Kapazität von 100 MW jährlich für Neuinstallationen eingeräumt wurde.

1.2. Die Rolle der Bioenergie in der Stromversorgung

Das schlechte Image der Bioenergie resultiert vor allem aus den offensichtlichen Umweltfolgen der Nutzung biogener Energiepflanzen. Der Anbau von Energiepflanzen wird nicht nur durch veränderte Landschaftsbilder mit großen Mais- oder Rapsfeldern wahrgenommen, sondern auch durch Medienberichte über erhöhte Nitratkonzentrationen im Trinkwasser, Leckagen des hochwirksamen Treibhausgases Methan in die Atmosphäre („Methanschlupf“) oder zahlreiche „Gülleunfälle“, bei denen sich der Inhalt von Biogasfermentern in nahegelegene Bäche ergoss.

Tatsächlich tragen Biogasanlagen in Deutschland heute den größten Anteil zur Stromerzeugung aus Biomasse bei (Tabelle 1). Einen signifikanten Betrag mit deutlich geringeren Umweltauswirkungen leisten aber auch mehrere hundert Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung aus Holzhackschnitzeln und holzartigen Reststoffen.

Tabelle 1: Beitrag der Bioenergie zur bundesdeutschen Stromerzeugung im Jahr 2016

	Installierte Leistung		Stromerzeugung	
	in MW	Anteil an der installierten Kraftwerksleistung	in GWh	Anteil an der Gesamtstromerzeugung
Biogasanlagen	5.408	2,6%	31.906	4,92 %
biogene Festbrennstoffe				
Dampfkraftwerke				
ORC-Anlagen	1.600	0,8%	10.795	1,66 %
Holzvergasungsanlagen				
biogene flüssige Brennstoffe	231	0,1%	497	0,08 %
Klärgas	253	0,1%	1.440	0,22 %
Deponiegas	178	0,1%	358	0,06 %
biogener Anteil des Mülls	1.957	0,9%	5.930	0,91 %
insgesamt	9.627	4,63%	50.926	7,85 %

Quelle: BMWi, Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, Stand: Dezember 2017 [2]

Deutlich wird der Beitrag der Biomasse zur Stromerzeugung vor allem durch den Blick auf die Erzeugungsstruktur unserer öffentlichen Stromversorgung. *Abbildung 1* (links) zeigt den Lastgang und die Zusammensetzung der Stromerzeugung in der ersten Dezemberwoche des Jahres 2017. Genau wie die Kernenergie leistet die Bioenergie einen sehr stabilen und kontinuierlichen Lastsockel. Trotz des geringen Anteils an der installierten Kraftwerksleistung von etwa 4,6 % trug der kontinuierliche Anlagenbetrieb im Jahr 2016 mit einem Anteil von 7,85% zur insgesamt erzeugten Strommenge von 649 TWh bei. Biomasse lieferte damit noch deutlich mehr Strom als die Photovoltaik (5,87%) (*Tabelle 1*).

Wie wichtig diese kontinuierliche und stabile Grundlasterzeugung vor allem künftig sein wird, zeigt sich, wenn man den Lastgang unserer Stromversorgung der ersten Dezemberwoche 2017 ins Jahr 2027 projiziert. In dieser Woche herrschte eine dreitägige „Dunkelflaute“, in der konventionelle Kraftwerke den Großteil der Stromerzeugung decken mussten [3].

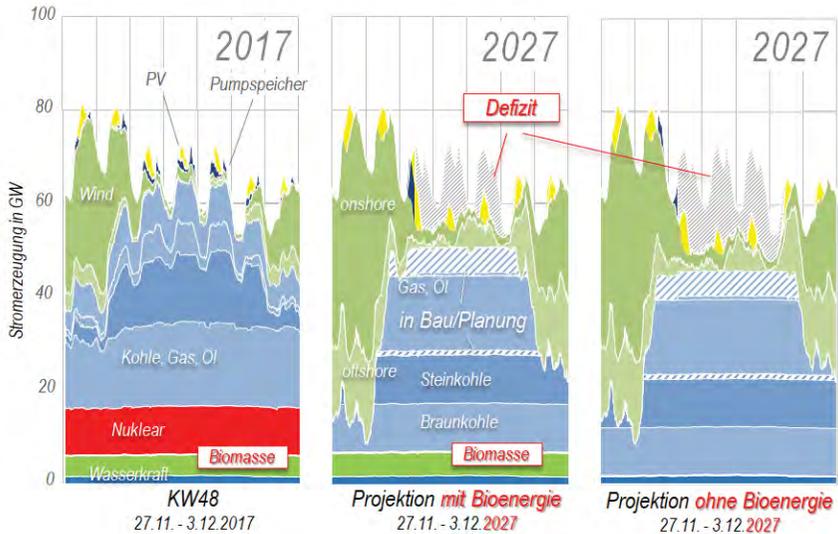


Abbildung 1: Stromverbrauch und Stromerzeugung während der dreitägigen Dunkelflaute in der ersten Dezemberwoche des Jahres 2017 (links) und Projektion der Folgen dieser Dunkelflaute für das Jahr 2027 unter der Annahme gleichbleibenden Stromverbrauchs und eines „Rentenalters“ konventioneller Kraftwerke von 40 Jahren.

Dieser konventionelle Kraftwerkspark wird sich aufgrund seiner Altersstruktur über die nächsten Jahre entscheidend verändern. Legt man ein „Rentenalter“ von 40 Jahren für konventionelle Kraftwerke zugrunde, werden bis 2027 mit den bis dahin auch abgeschalteten Kernkraftwerken 42% der derzeit in Deutschland verfügbaren Kraftwerkskapazität vom Netz gehen [4]. In unseren Nachbarländern ist die Situation nicht besser. So erreichen bis 2027 alleine in Frankreich 48 von 58 Kernkraftwerken die Altersgrenze von vierzig Jahren [5]. Dies entspricht etwa zwei Dritteln der heutigen französischen Erzeugungskapazität. Investitionen in neue Großkraftwerke in diesem Umfang sind in den nächsten Jahren nicht wahrscheinlich und auch der geplante Ausbau erneuerbarer Energien reicht in Deutschland und Frankreich bei weitem nicht aus, um den Wegfall der Altkraftwerke zu kompensieren. Natürlich sind Laufzeiten über 40 Jahre für konventionelle Kraftwerke prinzipiell realistisch. Die Lebensdauer der Kraftwerkskessel wird aber wesentlich von der tatsächlichen Laufzeit und vor allem von Lastwechseln bestimmt. Welcher Teil der heute schon angesichts des hohen Anteils fluktuierender Erzeugung aus PV und Wind überwiegend transient betriebenen Kohle- und Gaskraftwerke tatsächlich auch im Jahr 2027 noch betrieben werden kann, bleibt abzuwarten.

Die Folgen für die Stromversorgung zeigen die Projektionen in *Abbildung 1*, Mitte (mit Bioenergie) und rechts (ohne Bioenergie). Dabei wird unterstellt, dass der Ausbaukorridor der Bundesregierung für erneuerbare Energien zu 100% erfüllt wird, die verbleibenden konventionellen Kraftwerke eine Zeitverfügbarkeit von 90% aufweisen und der Stromverbrauch trotz Elektromobilität weiter unverändert bleibt. Aus der Merit-Order des Kraftwerksparks [6] resultiert, dass während der „Dunkelflaute“ am 2. bis 4. Tag der Beispielwoche auch die teuersten Kraftwerke eingesetzt werden, die damit den Strompreis an der Börse festlegen. Obwohl alle verfügbaren und alle derzeit in Planung und Bau

befindlichen Kohle- und Gaskraftwerke mit maximaler Leistung eingesetzt sind, kann der Bedarf nicht gedeckt werden. Während der dreitägigen Dunkelflaute entsteht ohne Biomasse ein Leistungsdefizit von bis zu 21,6 GW und ein Arbeitsdefizit von 862 GWh. Mit der aktuellen Stromerzeugung aus Bioenergie halbiert sich zumindest das Arbeitsdefizit. Ob die bis dahin entstandenen Speicherkapazitäten ausreichen, das Leistungs- und Arbeitsdefizit aufzufangen, bleibt abzuwarten. Immerhin sind in dieser Projektion die gesamten Speicherinhalte der deutschen Pumpspeicherkraftwerke von etwa 38 GWh (in Abbildung 1 dunkelblau) bereits nach wenigen Stunden aufgebraucht.

Bioenergie wird künftig Einschränkungen der Stromversorgung also möglicherweise nicht verhindern, aber zumindest wesentlich mindern können und den Bedarf an neu zu installierenden Speicherkapazitäten signifikant verringern.

2. Kosten und Potentiale – welchen Beitrag leistet die Bioenergie heute?

2.1 Bioenergie im Strom- und Wärmemarkt

Der in *Tabelle 1* zusammengefasste Beitrag der Bioenergie von 7,85% zur insgesamt erzeugten Strommenge wird derzeit zu nahezu 2/3, genauer 4,92%, mit Biogasanlagen gedeckt. Diese Anlagen müssen naturgemäß über das Jahr kontinuierlich betrieben werden. Auch wenn sich aus der produzierten Arbeit und der installierten Leistung lediglich eine Auslastung von etwa 5900 Jahresvolllaststunden errechnet, lässt die Biologie eines Biogas-Fermenters keine Lastvariationen zu. Vielmehr lässt die geringe Auslastung vermuten, dass die Bestandsanlagen oft nicht in optimalen Betriebszuständen arbeiten.

Tabelle 2: Beitrag der Bioenergie zur bundesdeutschen Wärmeerzeugung im Jahr 2016

	Wärmeerzeugung	
	in GWh	Anteil an der Gesamtwärmeerzeugung
2016		
biogene Festbrennstoffe/Holz		
- in Kleinf Feuerungen (Haushalte)	67.986	5,4 %
davon ca. 13 % Holzpellets ¹ und ca. 87% Scheitholz	(8.845) (59.141)	(0,7 %) (4,7 %)
- in Gewerbe, Handel, Dienstleistungssektor	9.062	0,7
- in der Industrie	27.031	2,2
- in Heizwerken / Heizkraftwerken (Nah- Fernwärmeversorgung)	6.259	0,5
biogene flüssige Brennstoffe	2.129	0,2
Biogas & Biomethan	16.958	1,4
Klärgas	2.077	0,2
Deponiegas	120	0,01
biogener Anteil des Abfalls	11.669	0,9
insgesamt	143. 291	11,5%

Quelle: BMWi, Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, Stand: Dezember 2017 [2]

¹ Pelletsverbrauch Deutschland in 2016 (Quelle: dt. Pelletsinstitut): 2025 t/a x 18.500 kJ/kg x 85% = 8845 GWh

Eine Flexibilisierung dieser Anlagen lässt sich nur durch die Zwischenspeicherung des erzeugten Biogases (in der Regel wohl aber nur über wenige Stunden) erreichen. Auch der deutlich kleinere Beitrag der holzbeheizten KWK-Anlagen setzt aus wirtschaftlichen Gründen einen kontinuierlichen Anlagenbetrieb voraus. Entsprechend errechnet sich für thermische Dampfkraftwerke, ORC-Anlagen und Holzvergaser aus den Daten der *Tabelle 1* eine mittlere Auslastung von 6747 Jahresvolllaststunden.

Obwohl in der Öffentlichkeit vorwiegend der Beitrag erneuerbarer Energien zur Stromversorgung wahrgenommen wird, leistet gerade die Biomasse auch einen signifikanten Beitrag zur Wärmeversorgung und mit Biokraftstoffen im Mobilitätssektor (*Abbildung 2*).

Während Bioenergie, Windenergie und Photovoltaik im Stromsektor im Jahr 2016 nahezu ein Drittel der gesamten Stromerzeugung bereitstellten, ist der Anteil der erneuerbaren Energien zur Wärmeerzeugung weitgehend auf den Beitrag der Bioenergie beschränkt.

Naturgemäß wird nach wie vor ein Großteil der biogenen Wärme in Kleinf Feuerungsanlagen erzeugt. Diese Kleinf Feuerungsanlagen erzeugen etwa 40% der biogen erzeugten Nutzwärme in Scheitholz- oder Pelletkesseln (*Tabelle 2*). Im ländlichen Raum sind auch Nahwärmenetze verbreitet. Feuerungen von einigen hundert kW oder wenigen MW versorgen Schulen, Krankenhäuser und Wohngebiete.

Industrielle Abnehmer nutzen dagegen überwiegend die Abwärme von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und werden entweder über bestehende Fernwärmenetze oder direkt versorgt.

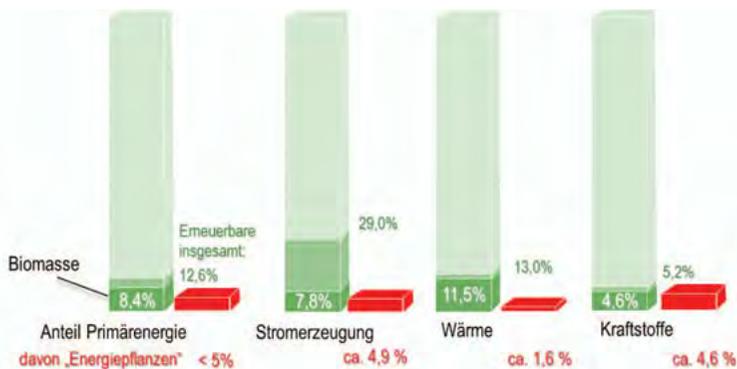


Abbildung 2: Anteil der Bioenergie an der deutschen Strom-, Wärme- und Kraftstoffversorgung im Jahr 2016 (Quelle BMWI Energiedaten, Stand 23.1.2018 [7])

Ein signifikanter Ausbau der biogenen Wärmeerzeugung ist im Bereich der Kleinf Feuerungen nicht zu erwarten. Niedrigenergiehäuser und die wärmetechnische Sanierung von Bestandsbauten reduzieren den Wärmebedarf von Gebäuden und vor allem die Anlagenauslastung – also die für den wirtschaftlichen Betrieb einer investitionsintensiven Feststofffeuerung notwendigen Jahresvolllaststunden. Chancen ergeben sich für die Nutzung von Biomasse insbesondere dort, wo in den kommenden Jahren die Versorgung existierender Fernwärmenetze mit der Abwärme fossil gefeuerter Kraftwerke nicht mehr gewährleistet werden kann, weil Ersatzinvestitionen in neue Gas- und Kohlekraftwerke - wie oben diskutiert - weiter ausbleiben. Derzeit steigt der Absatz von Pelletfeuerungen trotz niedriger Erdgaspreise weiter an.

Tabelle 3: Beitrag der Biotreibstoffe im Mobilitätssektor im Jahr 2016

	Biotreibstoffe	
	2016	
	in GWh	Anteil am Energieverbrauch des Verkehrssektor
Biodiesel	20.853	3,2
Pflanzenöl	42	0,01
Bioethanol	8.663	1,3
Biomethan	379	0,1
insgesamt	29.937	4,6

Quelle: BMWi, Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, Stand: Dezember 2017 [2]

Rückläufig ist dagegen der Anteil der Bioenergie im Mobilitätssektor. Während die EU-Richtlinie 2003/30/EG noch einen Anteil an Biotreibstoffen von 5,75% am Treibstoffverbrauch vorschrieb, definierte die Richtlinie 2014/94/EU zwar noch einen erhöhten Anteil erneuerbarer Energieträger von 10 % an den „Verkehrskraftstoffen“ als Ziel, schließt aber bei den „Alternativen Kraftstoffen“ auch Strom, Wasserstoff und sogar Erdgas und Flüssiggas (LPG) mit ein.

Der Beitrag biogener Treibstoffe sank entsprechend auf etwa 4,6% im Jahr 2016 (*Tabelle 3*). In der aktuell diskutierten Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Renewable Energy Directive, RED) der Europäischen Kommission, wird der Anteil von Biotreibstoffen der ersten Generation (Biodiesel, Biomethan und Bio-Ethanol) wohl drastisch reduziert und stattdessen der Anteil synthetische Treibstoffe aus Abfällen, Reststoffen und Überschussstrom propagiert.

2.2. Kostenstruktur von Bioenergie-Anlagen

Das Kernproblem der energetischen Nutzung von Biomasse bleibt weiterhin die Wirtschaftlichkeit.

Dies gilt gleichermaßen für die Wärme wie die Stromerzeugung. Zum einen ist eine drastische Degression der Investitionskosten von Bioenergieanlagen (Capital Expenditures, CAPEX) wie im PV und Windsektor aufgrund der geringeren Stückzahlen ausgeblieben. Zum anderen ist ein wesentlicher Nachteil der Biomasse gegenüber Wind und Sonne, dass die verbrauchsgebundenen Kosten (Operational Expenditures, OPEX) unverändert hoch sind. Die variablen Betriebskosten sind vor allem Brennstoffkosten (*Abbildung 3*). Gerade Preise für Holzhackschnitzel sind in den letzten Jahren aufgrund der gestiegenen Nachfrage noch drastisch gestiegen (*Abbildung 4*).

In den meisten Fällen übersteigen alleine die verbrauchsgebundenen Kosten einer Bioenergieanlage zur Stromerzeugung die aktuell an der Leipziger Strombörse EEX gehandelten Strompreise erheblich. Entsprechend wird der Betrieb vieler existierender Anlagen nicht mehr möglich sein, sobald die EEG-Förderung der Anlagen endet. Dies wird bis 2027 für etwa 50% der Bestandsanlagen der Fall sein.

Kurzfristige Lösungsansätze, wie der Umstieg auf billigere Brennstoff- und Reststofffraktionen, werden generell mit betrieblichen Problemen und einer reduzierten Anlagen-

Batteriesysteme zu gewährleisten. Eine chemische Speicherung mit Power-to-Gas oder Power-to-Liquid Technologien (*Abbildung 7*) ist für diese Speicheraufgabe allein schon aufgrund der geringen Power-to-Power Wirkungsgrade ungeeignet.

Die zweite Speicheraufgabe wird heute schon teilweise durch den Regelenergiemarkt gelöst. Gerade morgens und abends entstehen zunehmend sehr kurz andauernde, aber sehr hohe Lastspitzen für den fossilen Kraftwerkspark, wenn beispielsweise in Frühling und Herbst der Stromverbrauch in den Morgenstunden bereits ansteigt, die Photovoltaik aber erst zeitversetzt aktiv wird. Bereits aus heutigen Lastverläufen lässt sich erkennen, dass sich in Deutschland zunehmend Lastpeaks mit einem Leistungsbedarf von 20 GW abzeichnen. Da die Deckung dieser Lastpeaks nur wenige Stunden des Jahres notwendig ist, sind für diese Speicheraufgabe die Effizienz bzw. der Power-to-Power Wirkungsgrad der eingesetzten Speichertechnologie nicht entscheidend. Für diese Speicheraufgabe sind chemische Speicher also prinzipiell geeignet, wenn beispielsweise existierende Gaskraftwerke zur Rückverstromung genutzt werden können. Wie in *Abbildung 5* dargestellt, kann diese Speicheraufgabe aber auch durch andere Speichertechnologien gelöst werden.

Ein Alleinstellungsmerkmal genießen chemische Speicher allerdings bei der Besicherung der sogenannten „Dunkelflaute“. Windarme Perioden im Winter können bis zu zwei Wochen andauern und aufgrund der dann benötigten Speicherkapazität von etwa 20 TWh mit Pumpspeicherwerken, Batterien oder Druckluftspeichern keineswegs besichert werden. Für diese „strategische“, langfristige Stromspeicherung kommen also nur chemische Speicher in Frage.

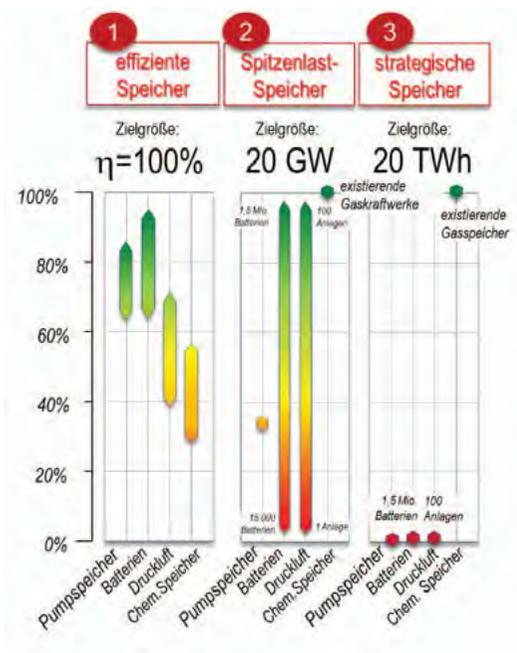


Abbildung 5: Eignung von Speichertechnologien zur Lösung der Speicheraufgaben im Elektrizitätssektor

3.2. Designerkraftstoffe und chemische Speicher aus Biomasse

Für die chemische Speicherung von Elektrizität kommen prinzipiell dieselben Sekundärenergieträger in Frage wie für die Mobilitätsanwendungen. Dies sind insbesondere Methan, Methanol, Dimethyl-Ether (DME) oder Fischer-Tropsch-Treibstoffe.

Chemische Speicher sind also mit wenigen Ausnahmen (z.B. Wasserstoff oder Ammoniak) stets Kohlenwasserstoffe (*Abbildung 6*). Neben Wasserstoff aus der Elektrolyse ist also immer auch Kohlenstoff Voraussetzung für die Synthese dieser Treibstoffe. Geht man davon aus, dass Gewinnung von CO₂ aus der Atmosphäre in den nächsten Jahren nicht realistisch ist, kann dieser Kohlenstoff CO₂-neutral nur durch biogene Energieträger bereitgestellt werden.

Trotz der rasanten Entwicklung der Elektromobilität wird der Mobilitätssektor auf flüssige und gasförmige Treibstoffe noch lange nicht verzichten können. Chemische Energiespeicher sind also Schlüsseltechnologien für die Energiewende im Stromsektor und die künftige Mobilität.

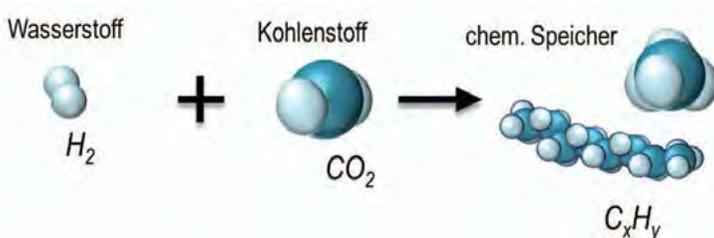


Abbildung 6: Synthese von chemischen Speichern und Designerkraftstoffen

4. Biomasse oder Wind & PV?

Die Speicherung von Strom oder Herstellung von Treibstoffen für den Mobilitätssektor mit Power-to-Gas und Power-to-Liquid-Technologien kann CO₂-neutral nur unter Nutzung von Bioenergie erfolgen.

Tatsächlich ergeben sich durch die Kopplung von PV, Wind und Bioenergie auch überaus interessante Synergien. Schon heute werden Demonstrationsprojekte zur Power-to-Gas-Technologie an Standorten von Biogasanlagen realisiert, weil dort CO₂ in ausreichenden Mengen verfügbar ist. Das CO₂ kann aber gleichermaßen aus Anlagen zur thermochemischen Konversion holzartiger Biomasse genutzt werden. Wird beispielsweise in Anlagen zur Erzeugung von Substitute Natural Gas (SNG) oder synthetischen Treibstoffen Wasserstoff aus der Elektrolyse eingesetzt und mit dem CO₂ des Synthesegases methanisiert, können hohe Investitionskosten für die ansonsten notwendige CO₂-Abtrennung vor der Einspeisung des SNG in die Erdgasinfrastruktur vermieden werden (*Abbildung 7*).

Bioenergie wird also auch in einer künftig CO₂-armen oder -freien Energiewirtschaft eine bedeutende Rolle spielen. In welchen Sektoren und in welchem Umfang Bioenergie genutzt werden wird, wird sich auch künftig an der Wirtschaftlichkeit entscheiden. Gerade Power-to-X-Technologien sind nicht nur auf günstigen Strom, sondern auch auf günstigen Kohlenstoff aus erneuerbaren Quellen, also auf Biomasse, angewiesen.

Hinzu kommt, dass die teure Anlagentechnik katalytischer oder biologischer Synthesen wieder nur mit entsprechend hohen Anlagenauslastungen und Betriebsstunden leistbar wird. Günstiger erneuerbarer Strom muss also mit einer hohen Volllaststundenzahl verfügbar sein. Dies ist insbesondere an Standorten mit preiswerter Wasserkraft, an günstigen Wind- oder guten Solarstandorten der Fall.

Ideale Standorte mit ausreichender und günstiger Verfügbarkeit von Wind, Wasser und Biomasse finden sich nicht notwendigerweise in Deutschland. Aber auch daran wird das Potential chemischer Speicher bzw. Energieträgern deutlich. Mit chemischen Speichern und Treibstoffen werden die erneuerbaren Energien Wind, Wasser, Sonne und eben auch Biomasse in Form von Substanzen mit hoher Energiedichte zu geringen Kosten transportierbar.

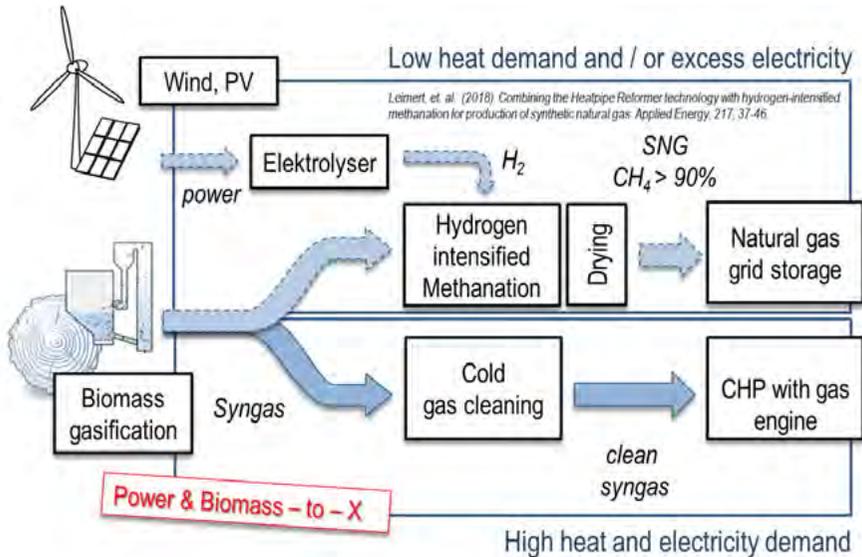


Abbildung 7: Integration von erneuerbarem Wasserstoff aus der Elektrolyse in die Erzeugung von Substitute Natural Gas (SNG) aus Biomasse [8]

Biomasse ist schon heute die vielseitigste der erneuerbaren Energien. Als „Hidden Champion“ der Energiewende ergänzt sie Wind, Wasser und Photovoltaik ideal und wird insbesondere mit der zunehmenden Bedeutung chemischer Speicher noch wichtiger werden.

Literatur:

1. Alt, F. Die Sonne schickt uns keine Rechnung. In *Ökologische Gesellschaftsvisionen*; Springer, 1996; pp. 215–240.
2. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland 1990 - 2017 Available online: <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2017-excel.html> (accessed on Mar 19, 2018).
3. Bundesnetzagentur SMARD Strommarktdaten Available online: <https://www.smard.de/home> (accessed on Apr 30, 2018).

4. Bundesnetzagentur Kraftwerksliste Available online:
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerk_sliste-node.html (accessed on Apr 30, 2018).
5. IAEA PRIS Power Reactor Information System Available online:
<https://www.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/OperationalReactorsByCountry.aspx> (accessed on Apr 30, 2018).
6. Dillig, M.; Jung, M.; Karl, J. The impact of renewables on electricity prices in Germany - An estimation based on historic spot prices in the years 2011-2013. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2016**, *57*, doi:10.1016/j.rser.2015.12.003.
7. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie BMWi Energiedaten Available online:
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html> (accessed on Apr 30, 2018).
8. Leimert, J. M.; Neubert, M.; Treiber, P.; Dillig, M.; Karl, J. Combining the Heatpipe Reformer technology with hydrogen-intensified methanation for production of synthetic natural gas. *Appl. Energy* **2018**, *217*, 37-46, doi:10.1016/j.apenergy.2018.02.127.

Prof. Dr. Jürgen Karl
Department Chemie- und Bioingenieurwesen (CBI)
Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik
Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg
Campus Nürnberg
Fürther Str. 244f
90429 Nürnberg

Der CETCH-Zyklus: Ansätze zur künstlichen Photosynthese mit synthetischer Biologie

Tobias Erb, MPI für terrestrische Mikrobiologie, Marburg

Kohlenstoffdioxid (CO_2) ist ein starkes Treibhausgas, gleichzeitig aber auch eine natürlich verfügbare Kohlenstoffquelle. Durch die biologische Photosynthese wird CO_2 in einem nachhaltigen Kreislauf gebunden und in wertvolle Mehrfachkohlenstoffverbindungen umgewandelt. Die natürliche Photosynthese hat jedoch Grenzen bezüglich ihrer technischen Nutzbarkeit und insbesondere auch ihrer katalytischen Effizienz für bestimmte Produkte. Hier werden neuartige Ansätze vorgestellt, mithilfe der synthetischen Biologie neue Systeme zur CO_2 -Bindung und Umwandlung zu erzeugen.

1. Natürliche Photosynthese: Vorteile und Nachteile

Die biologische Photosynthese ermöglicht die lichtgetriebene Bindung und Umwandlung von unverdichtetem atmosphärischen Kohlenstoffdioxid (CO_2 ; 0,04 Volumenprozent in Luft) in energetisch höherwertige Mehrfachkohlenstoff-Verbindungen. Durch die natürliche Photosynthese in Pflanzen, Algen und Bakterien werden jährlich etwa 420 Gigatonnen Kohlenstoffdioxid in Biomasse gebunden. Biologische Systeme, die Photosynthese betreiben, sind zur Selbstreparatur und Selbstvermehrung unter einfachsten Bedingungen befähigt und können sich dynamisch an extreme Standorte und wechselnde Verhältnisse anpassen. Damit ist die natürliche Photosynthese allen zurzeit eingesetzten chemisch-physikalischen Prozessen zur nachhaltigen CO_2 -Umwandlung sowohl qualitativ als auch quantitativ überlegen (1).

Eine Herausforderung für die technische Nutzung der natürlichen Photosynthese ist, dass das CO_2 insbesondere in Biomasse umgewandelt wird. Biomasse ist ein komplexes Gemisch unterschiedlicher Stoffe (Zucker, Aminosäuren und Nukleinsäuren), das sich nur schwer direkt in die industrielle Wertstoffkette einspeisen lässt und aufwändig aufbereitet werden muss. Ein weiteres Problem ist, dass die natürliche Photosynthese nur einen geringen Wirkungsgrad besitzt. Die Effizienz der Sonnenlichtumwandlung beträgt weniger als 1%. Mit diesem Wirkungsgrad können unter mitteleuropäischen Lichtverhältnissen jährlich lediglich etwa 7 kWh Solarenergie pro m^2 in nutzbare Biomasse konserviert werden (1).

Eine Ursache für den niederen Wirkungsgrad der natürlichen Photosynthese ist, dass unter optimalen Bedingungen, d.h. ausreichender Beleuchtung sowie Stickstoff- und Phosphatversorgung der Pflanze, die Photosynthese durch das zentrale kohlenstoffumwandelnde Enzym, die sogenannte Ribulose-1,5,-bisphosphat Carboxylase/Oxygenase (kurz: RubisCO) limitiert wird (2). Ein durchschnittliches RubisCO-Enzym besitzt eine Umsatzrate von 5-10 CO_2 Molekülen pro Sekunde (<http://brenda-enzymes.org>). Damit ist die RubisCO im Vergleich mit anderen Enzymen des zentralen Kohlenstoffmetabolismus um etwa eine Größenordnung langsamer (3). Neben CO_2 kann die RubisCO in einer Seitenreaktion auch mit Sauerstoff reagieren, was bei einer durchschnittlichen RubisCO zu einer „Fehlerrate“ von bis zu 20% führt (4). Diese Fehlreaktion mit Sauerstoff verursacht das Phänomen der Photorespiration, durch das etwa 30% der photosynthetischen Energie zusätzlich verloren gehen und den Wachstumsertrag von Pflanzen limitieren.

Verschiedene Ansätze haben sich in der Vergangenheit darauf konzentriert, die Umsatzrate und/oder die CO_2 -Selektivität der RubisCO durch so genanntes Protein Engineering zu

verbessern. Allerdings zeigt sich, dass die beiden Parameter reziprok miteinander gekoppelt sind (5), d.h. eine Erhöhung der Umsatzrate verringert oft die CO₂-Selektivität, während eine Erhöhung der CO₂-Selektivität zu einer Verringerung der katalytischen Aktivität des RubisCO-Enzyms führt, wodurch sich die erzielten Effekte gegenseitig aufheben. Daher fokussieren sich neuere Ansätze darauf, mithilfe der synthetischen Biologie neue Wege zur Bindung und Umwandlung von CO₂ zu realisieren, die unabhängig von der Aktivität der RubisCO sind (5).

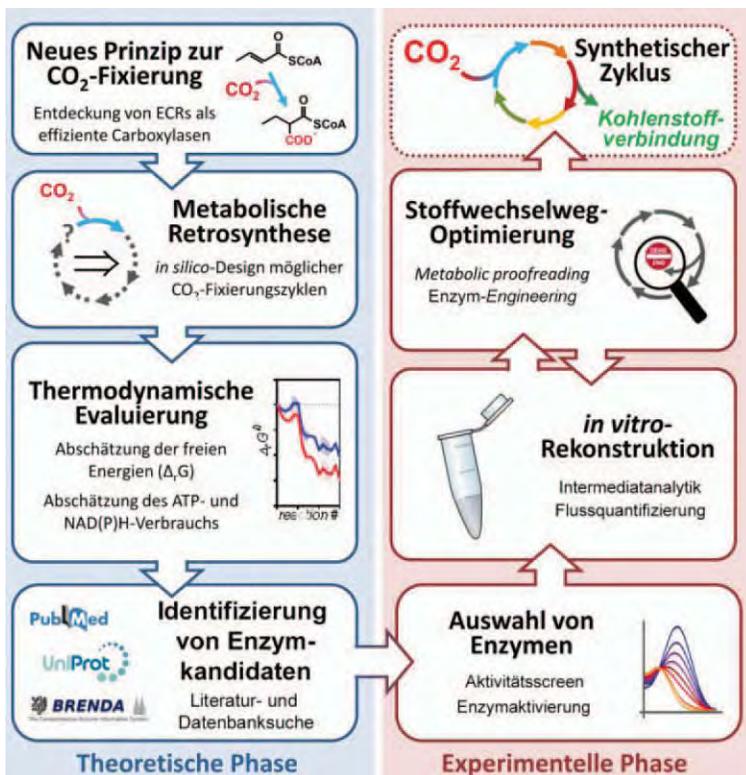


Abbildung 1: Forschungs-Strategie zur Realisierung des CETCH Zyklus, eines synthetischen metabolischen Netzwerks zur Umwandlung von CO₂ in organische Säuren. In einer theoretischen Phase wurden zunächst geeignete CO₂-fixierende Enzyme identifiziert und theoretisch mögliche Stoffwechselwege zur kontinuierlichen CO₂-Umwandlung entworfen. Dann wurde die Effizienz und Realisierbarkeit der verschiedenen Lösungen anhand kinetischer und thermodynamischer Kriterien bewertet. Als Ergebnis wurde der CETCH-Zyklus zur Realisierung ausgewählt und experimentell umgesetzt. Dazu wurden zuerst entsprechende Enzymkandidaten für die einzelnen Schritte identifiziert und im Labor getestet. Mit der so erfolgten Auswahl geeigneter Enzyme wurde dann der gesamte CETCH-Zyklus zusammengesetzt und in mehreren Schritten optimiert, bis schließlich ein funktionsfähiger Stoffwechselweg zur CO₂-Fixierung erhalten wurde.

2. Das Konzept der synthetischen Biologie

Unter dem Stichwort der synthetischen Biologie fasst man die Entwicklung der Biologie von einer analytisch-deskriptiven zu einer synthetisch-konstruktiven Disziplin zusammen, bei der biologische Systeme zunächst am Reißbrett geplant und anschließend im Labor realisiert werden. Ein erklärtes Ziel der synthetischen Biologie ist es komplett neue biologische Eigenschaften zu erzeugen. Durch diesen synthetisch-konstruktiven Ansatz werden Biologen quasi zu Ingenieuren von Molekülen, Zellen bzw. Organismen (6). Zwei Aspekte spielten in der neueren Zeit für die Entwicklung der synthetischen Biologie eine entscheidende Rolle: Die Entstehung der Systembiologie, mit deren Hilfe komplexe biologische Systeme in Raum und Zeit quantitativ erfasst, modelliert und simuliert werden können, sowie neue technische Methoden, komplexe biologische und biologisch-inspirierte Systeme zu manipulieren bzw. zu erzeugen (u.a., CRISPR-„Genschere“, Herstellung rekombinanter Proteine, Mikrofluidik-Technologie) (6).

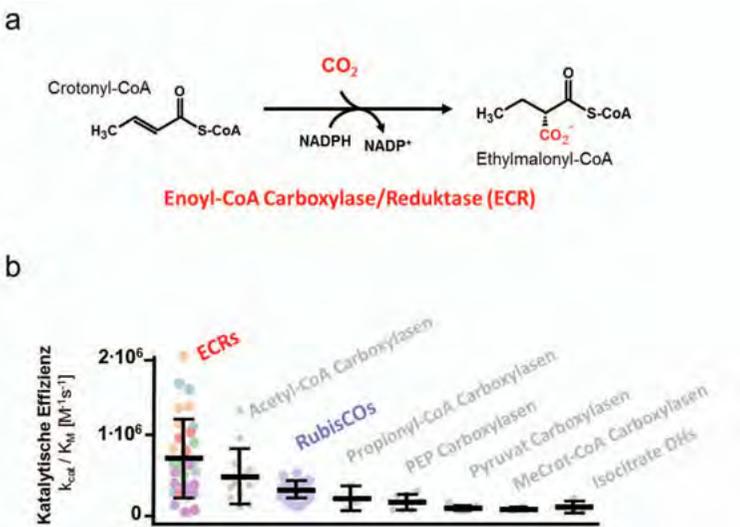


Abbildung 2: Enoyl-CoA Carboxylasen/Reduktasen (ECRs), ein hocheffizientes Prinzip zur CO₂-Bindung und Umwandlung. (a) Reaktion einer ECR im Detail (b) Vergleich der katalytischen Effizienz von ECRs (rot hervorgehoben) gegenüber anderen CO₂-fixierenden Enzymen, wie z.B. RubisCO (blau hervorgehoben). ECRs sind im Durchschnitt bis zu viermal effizienter und bis zu zehnmals schneller als RubisCO.

3. Synthetische CO₂-Fixierung: theoretische Überlegungen

Ein wichtiges aktuelles Forschungsziel unserer Arbeit ist, einen alternativen Prozess zur CO₂-Fixierung zu entwerfen, der unabhängig von der RubisCO arbeitet und eine schnellere und effizientere CO₂-Umwandlung erlaubt als das natürliche entstandene Vorbild (Abbildung 1). Dazu galt es zunächst ein geeignetes Enzym zur CO₂-Umwandlung zu finden. Durch Literatur-Analyse konnten wir eine Klasse hocheffizienter CO₂-fixierender Enzyme, sogenannte Enoyl-CoA Carboxylasen/Reduktasen (ECRs) identifizieren (Abbildung 2). Diese Enzyme arbeiten bis zu zehnmals schneller und bis zu viermal effizienter als die RubisCO in der natürlichen Photosynthese (7, 8).

Basierend auf den ECR-Enzymen entwarfen wir in einem nächsten Schritt hypothetische Stoffwechsel-Netzwerke zur kontinuierlichen Umwandlung von CO_2 in organische Verbindungen wie die Glyoxalsäure (Glyoxylat) oder die Brenztraubensäure (Pyruvat) (9). In unseren Entwürfen orientierten wir uns dabei an plausiblen enzymatischen Transformationen, ohne jedoch konkrete enzymatische Reaktionen im Hinterkopf zu haben. Während unsere ersten Ansätze in ihrer Art dem intuitivem Prozess der „Retrosynthese“ aus der Chemie ähnelte, wurden in der Zwischenzeit Computerprogramme entwickelt, die den möglichen Lösungsraum künstlicher Stoffwechsel-Netzwerken systematisch erkunden können (10).

Aus den verschiedenen theoretischen Lösungen wählten wir dann anhand einfacher physikalisch-chemischer Kriterien vielversprechende Stoffwechsel-Netzwerke aus (Abbildung 1). Als Auswahlkriterien berücksichtigten wir die kinetischen Parameter der einzelnen Stoffwechsel-Reaktionen der jeweiligen Zyklen (abgeschätzt anhand beschriebener, ähnlicher enzymatischer Umwandlungen); die thermodynamische Machbarkeit der Zyklen (abgeschätzt aus der freien Enthalpie der einzelnen Transformationen) sowie die benötigte Energie zur Produktion organischer Kohlenstoffverbindungen aus CO_2 (abgeschätzt anhand ähnlicher, bereits beschriebener enzymatischer Reaktionen). In biologischen Systemen wird chemische Energie in Form der Hydrolyse energiereicher Phosphatverbindungen wie Adenosintriphosphat (ATP; ΔG^0 ca. -50 kJ mol^{-1}) bzw. durch die Oxidation von Reduktionsäquivalenten wie Nikotinamiddinukleotidphosphat (NADPH; ΔE^0 ca. -340 mV) bereitgestellt. ATP und NADPH werden durch den photosynthetischen Apparat erzeugt, so dass eine Normierung auf die Anzahl der benötigten Photonen es letztendlich erlaubt, die energetischen Anforderungen der einzelnen Stoffwechsel-Netzwerke zu vergleichen.

Die von uns so entworfenen Zyklen unterschieden sich hinsichtlich Topologie und energetischer Anforderungen deutlich von der natürlichen Photosynthese. So erfordert der von uns entworfenen CETCH Zyklus nur ca. 24-28 Photonen pro produziertem Brenztraubensäure-Äquivalent aus CO_2 , während die natürliche Photosynthese etwa 32-36 Photonen benötigt (9). Diese Ergebnisse zeigen, dass durch rein theoretische Überlegungen alternative Versionen zur CO_2 -Fixierung entworfen werden können, die weniger Energie benötigen (und voraussichtlich mit höherer Umsatzrate arbeiten) als die natürlich entstandenen Lösungen.

4. Synthetische CO_2 -Fixierung: praktische Realisierung

Im Anschluss an die Entwurfsphase galt es dann, das theoretische Stoffwechsel-Netzwerk zu realisieren (Abbildung 1). Dazu mussten die einzelnen Enzyme gesucht werden, die die erforderlichen Transformationen des CETCH-Zyklus katalysieren. Durch Literatur-Recherche und Analyse von Enzymdatenbanken konnte die Mehrzahl der erforderlichen Enzyme identifiziert werden. In einigen Fällen war es jedoch notwendig, mehrere Kandidaten zu testen, um ein Enzym der gewünschten Eigenschaft bzw. Stabilität zu erhalten. Im Falle eines fehlenden Enzyms konnte die entsprechende Reaktion durch gezielten Umbau des aktiven Zentrums eines anderen Enzyms erzeugt werden. Aus insgesamt 15 verschiedenen Enzymen (inklusive dem maßgeschneiderten Enzym) wurde eine erste Version des CETCH-Zyklus in einem Reaktionsansatz kombiniert und es konnte gezeigt werden, dass das künstliche Stoffwechsel-Netzwerk CO_2 unter Verbrauch von ATP und NADPH in Glyoxalsäure und Äpfelsäure überführt (9).

5. Synthetische CO_2 -Fixierung: Optimierung

Obwohl der CETCH-Zyklus erfolgreich konstruiert und realisiert werden konnte, lagen die erreichten CO_2 -Umwandlungsraten des Systems in ihrer ersten Version bei lediglich 0.2 CO_2 Molekülen pro Stunde und Akzeptorsubstrat. Dies erforderte eine weitere Optimierung des künstlichen Stoffwechsel-Netzwerks in mehreren Schritten (Abbildung 3). Das besondere

Organismus erzeugt werden, der effizienter CO₂ umwandelt als durch natürliche Photosynthese. Eine Herausforderung stellt hierbei jedoch die Integration des künstlichen Stoffwechsel-Netzwerks in den komplexen Gesamtstoffwechsel der Zelle bzw. des Organismus dar und vor allem nicht vorhersehbare Wechselwirkungen der Enzyme und Stoffwechsel-Moleküle des künstlichen Stoffwechsel-Netzwerks mit den mehr als tausend verschiedenen Enzymen einer Zelle (10). Technisch kann die Implementierung auf zwei Arten geschehen. Zum einen könnte das benötigte Erbgut synthetisiert und in leere Zellhüllen transplantiert werden (Venter-Methode). Die andere Möglichkeit wäre die entsprechenden Erbgutabschnitte mithilfe einer „Genschere“ (CRISPR-Technologie) in Zellen einzubringen.

Bei der bottom-up Strategie werden Ansätze verfolgt, künstliche Zellen oder zellähnliche Kompartimente zu schaffen, die zur Photosynthese befähigt sind. In Deutschland wird diese Strategie vor allem im Forschungsnetzwerk ‚MaxSynBio‘ der Max Planck Gesellschaft untersucht (11). Hier werden grundlegende Methoden zur Herstellung von abgegrenzten Reaktionsräumen in Form von Polymeren, Wasser-in-Öl Tropfen oder Vesikel durch chemische bzw. physikalische Verfahren wie die Mikrofluidik untersucht. Diese Kompartimente sollen dann durch Licht oder Strom energetisch versorgt werden und Stoffwechsel-Ketten wie den CETCH-Zyklus antreiben, so dass am Ende dieses Prozesses eine künstliche photosynthetische Zelle stehen könnte. Auch wenn die Forschung sich noch im Grundlagenstadium befindet, können hier interessante neue Techniken und Technologien an der Grenzfläche von Chemie, Biologie und Materialwissenschaften entstehen (11).

7. Fazit

Mithilfe der synthetischen Biologie können heute bereits neue metabolische Netzwerke zur effizienten Bindung und Umwandlung von CO₂ realisiert werden, die die CO₂-Fixierungsprozesse der natürlichen Photosynthese hinsichtlich energetischer Überlegungen übertreffen. Diese vielversprechenden ersten Erfolge bilden die Ausgangslage für die Implementierung in photosynthetische Organismen oder die Entwicklung künstlicher Zellen, die zur Photosynthese befähigt sind. Dadurch sollen in Zukunft modifizierte photosynthetische Organismen und hybride Photosynthese-Systeme erzeugt werden, die einen höheren Wirkungsgrad aufweisen oder mit deren Hilfe gezielt größere Mengen Brenn- und Wertstoffe (Wasserstoff, andere Biokraftstoffe, Feinchemikalien, etc.) zur direkten Verwertung gewonnen werden können.

Literatur

- (1) acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (Hrsg.) (2018): Künstliche Photosynthese. Forschungsstand, wissenschaftlich-technische Herausforderungen und Perspektiven. München, 84 Seiten.
- (2) Long SP, Marshall-Colon A, Zhu XG. (2015) Meeting the global food demand of the future by engineering crop photosynthesis and yield potential *Cell*. 161, 56-66.
- (3) Bar-Even A, Noor E, Savor Y, Liebermeister W, Davidi D, Tawfik DS, Milo R (2011) The moderately efficient enzyme: evolutionary and physicochemical trends shaping enzyme parameters *Biochemistry*. 50, 4402-4410.
- (4) Walker BJ, VanLoocke A, Bernacchi CJ, Ort DR. (2016) The costs of photorespiration to food production now and in the future. *Annu Rev Plant Biol*. 67, 107-129.
- (5) Erb TJ, Zarzycki J. (2016) Biochemical and synthetic biology approaches to improve photosynthetic CO₂-fixation. *Curr Opin Chem Biol*. 2016 34, 72-79

- (6) Deutsche Forschungsgemeinschaft DFG, acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (Hrsg.) (2009): Synthetische Biologie – Stellungnahme.
- (7) Erb TJ, Brecht V, Müller M, Fuchs G, Alber BE (2009) Crotonyl-CoA carboxylase/reductase, a carboxylating enoyl-CoA thioester reductase. *Proc Natl Acad Sci USA* 104:10631-10636.
- (8) Peter DM, Schada von Borzyskowski L, Kiefer P, Christen P, Vorholt JA, Erb TJ (2015). Screening and Engineering the Synthetic Potential of Carboxylating Reductases from Central Metabolism and Polyketide Biosynthesis. *Angew Chem Int Ed Engl.* 54, 13457-13461.
- (9) Schwander T, Schada von Borzyskowski L, Burgener S, Cortina NS, Erb TJ (2016). A synthetic pathway for the fixation of carbon dioxide in vitro, *Science.* 354, 901-904.
- (10) Erb TJ, Jones PR, Bar-Even A. (2017) Synthetic metabolism: metabolic engineering meets enzyme design. *Curr Opin Chem Biol.* 37, 56-62.
- (11) Schwille P, Spatz J, Landfester K, Bodenschatz E, Herminghaus S, Sourjik V, Erb T, Bastiaens P, Lipowsky R, Hyman A, Dabrock P, Baret JC, Vidakovic-Koch T, Bieling P, Dimova R, Mutschler H, Robinson T, Tang D, Wegner S, Sundmacher K (2018). MaxSynBio - Avenues towards creating cells from the bottom up. *Angew Chem Int Ed Engl.*, in Druck.

Dr. Tobias Erb
Max-Planck-Institute for terrestrial Microbiology
Director Department Biochemistry & Synthetic Metabolism
Karl-von-Frisch-Strasse 10
35043 Marburg
Germany

Geophysical Evaluation of Submarine Resources - Exploration and Future Usage: Two Case Studies on Submarine Gas Hydrates and Seafloor Massive Sulfide Exploration

Katrin Schwalenberg, Udo Barckhausen, Romina Gehrmann¹, Stephanie Koch² Hendrik Müller³, Dennis Rippe⁴, Ulrich Schwarz-Schampera, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover

Abstract

Geophysical methods and tools play a major role in the exploration of energy and mineral resources. Physical parameters like density, permeability, electrical resistivity, and magnetic susceptibility are used to identify, characterize, and quantify different types of reservoirs. Exploration has gone offshore for a long time, in particular in the oil and gas industry, but also the quest for marine mineral resources is on the rise. These resource types may occur within national exclusive economic zones or in international waters. The latter is dealt with by the International Seabed Authority, a subdivision of the United Nations to establish rules and standards for mineral exploration in international waters.

Geophysical exploration for submarine resources aims at bringing together the most useful and effective methods and tools for accurate resource assessment, and to provide guidance for the environmental impact of possible future mining activities. The paper will introduce standard geophysical methods used for offshore resource exploration, and presents two case studies of submarine resource types which are not commercially exploited to date: submarine gas hydrates and seafloor massive sulfides.

Introduction

Germany, like many other industrial nations, is in high demand of natural energy and mineral resources to guarantee economic wealth and progress, but has a strong deficiency of national raw materials (BGR, 2017a, b). Therefore, Germany imports most of its primary energy and mineral resources. This, in consequence, requires and depends on stable political and economic relationships with the resource owning countries. BGR - the Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (www.bgr.bund.de) provides neutral and independent advice and information about all geoscientific and natural resource themes to the German Government, industry, and public. Among other tasks - like groundwater studies, soil-related information, final disposal of radioactive waste and deep subsurface use - BGR conducts applied frontier research on the primary energy and mineral resources sectors.

In this context, geophysics is a discipline which helps addressing geological and natural resource-relevant problems using physical methods. Geophysical methods in general supply physical parameters such as acoustic, electrical or magnetic properties, seismic stratigraphy, or density data of the ground or sub-seafloor which are characteristic of reservoir and resource types, qualities, and quantities. Numerical methods are used to derive physical models from the measured data. The geological interpretation of these models is typically based on empirical models tested in the lab, or on borehole data, or known reference sites. Thus, the interpretation of geophysical models helps decision makers and stakeholders in the process of resource evaluation.

¹ now at NOC, University of Southampton, UK

² GEOMAR Helmholtz Centre for Ocean Research, Kiel, Germany

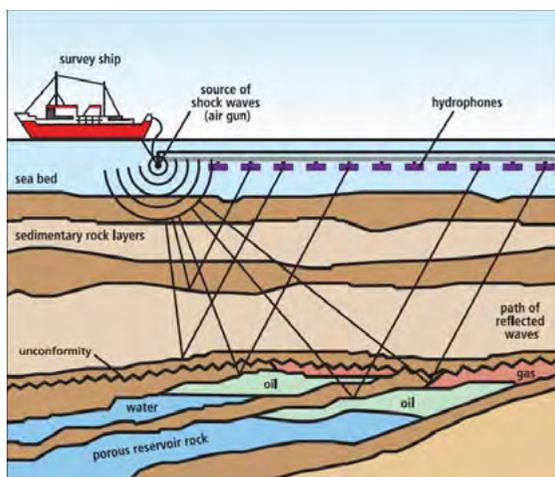
³ formerly at Department of Geosciences, Universität Bremen, Germany

⁴ now at GFZ Potsdam, German Helmholtz Centre for Geosciences

Energy resources comprise conventional resources including oil, gas and coal, and unconventional resources such as shale gas, oil sands, gas hydrate, deep geothermal energy, and renewable energies. Mineral resources include metals, industry minerals, rocks and soils. Given the recent history of exploration of resources and reservoirs it can be expected that many of them are still undetected in the world oceans. In our paper we therefore focus on the geophysical investigation of marine resources. Following a presentation of the standard geophysical methods we present two case studies addressing resource types which may become relevant in the not so far future: submarine gas hydrates and seafloor massive sulfides.

Overview of marine geophysical methods

In principle, all geophysical methods applied on land have their equivalents in the marine environment, but are prone to different instrumental and logistic requirements. In the scientific world, multi-purpose research vessels are used with instrumentation which has to be mobile and adapted to the harsh marine environment. Surface towed systems such as seismic streamers can be several kilometers long. Remotely operated or autonomous vehicles (ROV, AUV) and deep sea instrument platforms are capable of diving down to 6000 m water depth or even deeper. Here we briefly introduce a selection of methods and instrumentation which are commonly used or are relevant to our case studies. The interested reader can find more details and applications in e.g. Jones (1999), Fowler (2005), and Reynolds (2011).



Marine seismic methods

Seismic methods are the most commonly used tools for the exploration of marine energy resources. In particular, reflection seismic methods provide high resolution structural images of the ground which may display geological units, fault zones, salt bodies, trap structures, and gas chimneys among others. Typical reflection seismic surveys consist of an air gun array and one or more seismic streamers towed just beneath the water surface behind the ship to provide 2D or 3D data sets (Figure 1). Acoustic pressure waves generated by the air gun array propagate through the seawater and are

reflected at the seafloor and deeper structural units back to the hydrophone chains along the streamers. Seismic velocity information is gained from long offset data and by using ocean bottom seismometers (OBS) which are stationary deployed on the seafloor. Acoustic velocity information can be used to deduce the density and porosity of the transmission medium which are essential parameters for reservoir characterization.

Marine Potential Field Methods

Magnetics and gravity measurements belong to the geophysical potential field methods and are also used at sea. Marine magnetic methods measure the natural magnetization of rocks or seafloor sediments. Different sensor types like fluxgate magnetometers or total field sensors (e.g. proton precession or optical pumped magnetometers) are applied as ship-based, surface-towed, or deep-towed configurations. Their data supply information on the remanent magnetization (or its absence) imprinted by the Earth magnetic dipole field to the micro-scale magnetic dipoles of ferromagnetic rocks. The most common application of marine magnetics is the imaging of the polarity reversal of the Earth’s magnetic field which is recorded by magnetic minerals in the basaltic layers which are formed by magmatic processes at mid ocean ridges. These strong magnetic signatures occur in a symmetric manner parallel to the ridge axes and disclose the age of the oceanic crust. On a smaller scale magnetic properties provide insight in the hydrothermal alteration of volcanic rocks, and more importantly, in the mineral content of submarine ore deposits such as seafloor massive sulfides.

The marine gravity field is measured with a high-precision gravimeter installed mid ship of the research vessel. It requires active horizontal leveling to compensate the ship’s movement. Gravity data give information on the density of the ground materials. After a “free-air correction” the gravity anomalies show topography effects and density changes in the sub-seafloor. A common application is the imaging of salt domes forming structural traps for oil and gas reservoirs and which have much lower density than the surrounding sedimentary rocks. Gravity therefore also belongs to the standard methods applied by the offshore oil and gas exploration industry.

Marine Electromagnetic Methods

Electromagnetic methods are used to derive the electrical properties, i.e. the electrical resistivity or its reciprocal, the conductivity of the ground. The electrical resistivity of natural rocks varies over more than 10 orders of magnitude (Figure 2). On the high conductive end are porous sediments saturated with saline porewater, polymetallic sulfides, graphite and partial melts. On the resistive end are hydrocarbons such as oil, gas, and gas hydrate, mantle rocks, and dry sandstone.

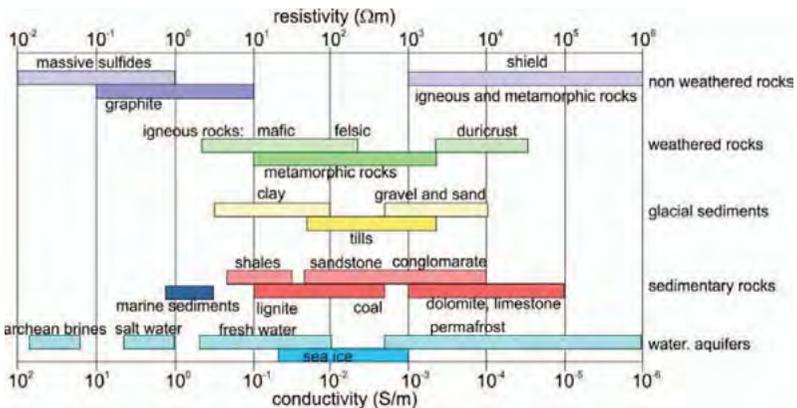


Figure 2: Variation of electrical resistivity of natural rocks. Figure modified from Gueguen and Palciauskas (1994)

Marine controlled source electromagnetic (CSEM) methods make use of an electrical or magnetic source dipole to transmit electromagnetic energy either as a transient signal or at distinctive frequencies. EM field propagation is by diffusion which means the EM signals decay away from the source as a function of time or frequency and conductivity of the surrounding ground or seawater (Figure 3). Thus, the electric or magnetic field measured at a given offset from the source depends on the electrical properties of the ground and seafloor between source and receiver.

Marine CSEM methods have been increasingly used by the offshore oil and gas industry, because of the ability to distinguish between conductive pore fluid and resistive oil or gas. Thus, CSEM provides complementary information to seismic methods, i.e. structure from seismic and volume information from CSEM.

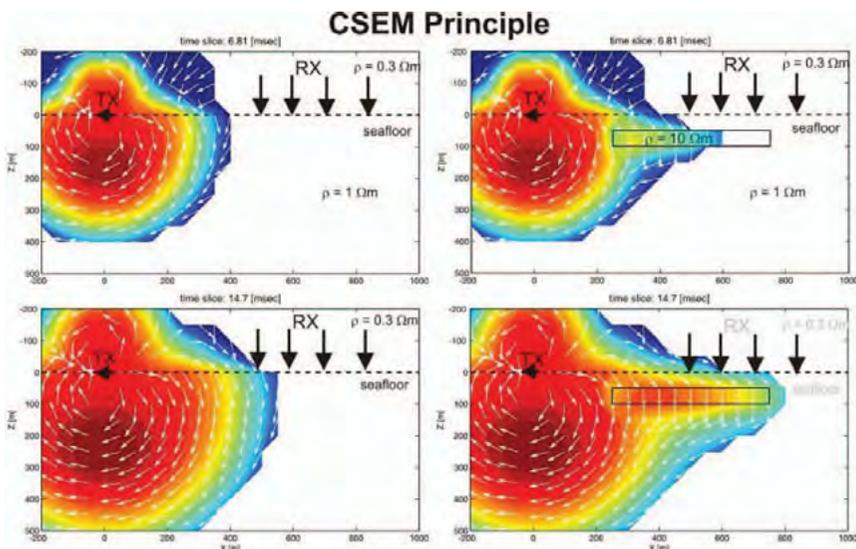


Figure 3: Diffusion of the electric field generated by a horizontal electric dipole on the seafloor (TX) with conductive seawater ($0.3\Omega\text{m}$) above and resistive seafloor ($1\Omega\text{m}$) below (left). In presence of a resistive target ($10\Omega\text{m}$), electric fields measured at a number of receivers (RX) arrive earlier with higher amplitudes (right). Source: BGR

Case Study 1: Submarine gas hydrates, Project SUGAR

Gas hydrates (Figure 4) are ice-like solids forming at high pressure and low temperature a cage-like structure of water and gas molecules. These conditions exist worldwide along continental margins in deep water sediments, i.e. at water depths exceeding $\sim 300 - 500$ m, but also in deep lakes and in permafrost soils (Figure 5). The embodied natural gas is mainly methane but other hydrocarbons can also occur. (Its origin from buried organic material can be either biogenically through bacterial activity of other organic matter, or thermogenically by higher temperatures and pressures.) Gas hydrates are considered as a so called unconventional energy resource with an enormous energy potential. Various studies have shown that the global energy potential stored in hydrates should exceed the sum of conventional resources including oil, gas, and coal (e.g. Boswell and Collett, 2011). However, these global reservoir



Figure 4: Burning gas hydrate.
Source: www.gns.cri.nz

estimates still vary over orders of magnitude which demonstrates the need for more accurate resource assessments. A perhaps even more relevant factor is the potential climate impact of gas hydrates - Methane is a potent greenhouse gas many times more efficient than e.g. CO₂ (Ruppel, 2011). This may become particularly relevant at higher latitudes where seafloor conditions are more prone to be changed by global warming and consequent gas hydrate dissociation. The latter is also a hazard for offshore infrastructure like oil rigs and seafloor cables because methane is embodied in hydrates in compressed form. One volume of hydrate contains 164 volumes of free gas at standard

pressure and temperature conditions. Thus, gas hydrate dissociation may cause submarine landslides and hereby possibly also tsunamis.

To date, first methane production tests from gas hydrates have been performed in the lab, in permafrost grounds, and in offshore waters, but haven't reached the state of economical use yet, as stability conditions require advances in drilling and production technologies.

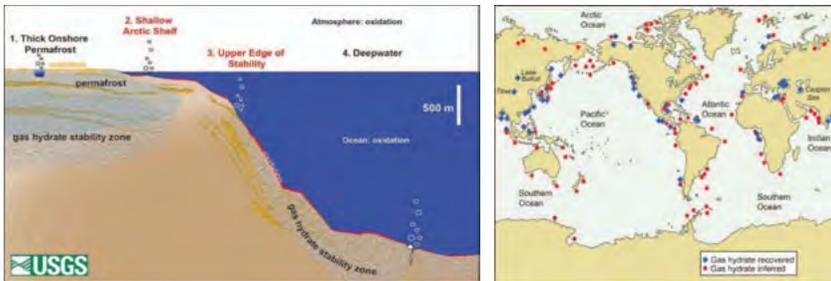


Figure 5: Left: Gas hydrate deposits by sector from permafrost to deep water. Right: Global findings of gas hydrates. Source: USGS

In Germany, research on the exploration of gas hydrates is going on since the mid 1990ies as part of DFG/BMBF funded programs and other funding sources. The BMBF/BMWi co-funded project SUGAR – submarine gas hydrate - has been the German milestone project over the past 10 years from 2008 to 2018 (www.sugar-projekt.de). About 30 partners from academia and industry addressed the whole value chain from prospection and exploration of gas hydrate to quantification and exploitation, applying new production techniques under in-situ conditions in the lab.

In this context, geophysical methods, in particular seismic and controlled source electromagnetic (CSEM) methods, are used for the identification and quantification of gas hydrate. The following properties can be observed: Gas hydrates as well as free gas scatter seismic energy and may cause “blanking”, i.e. the absence or attenuation of the applied seismic energy. The presence of gas hydrate is strengthening the sediment matrix and increases seismic velocities, while the presence of free gas decreases seismic velocities. Both gas hydrate and free gas are electrically resistive and increase the formation resistivity derived from electromagnetic data.

The most common identifier of a gas hydrate occurrence is the so-called bottom simulating reflector (BSR) which appears as a highly reflecting interface layer in seismic data below the seafloor. Different from structural interfaces, this reflector mimics the seafloor and is entirely pressure and temperature dependent. It is caused by the seismic impedance contrast between hydrate filling sediments above and free gas below the base of the gas hydrate stability field. The BSR is therefore a measure for the thickness of the gas hydrate stability zone, typically from the seafloor to some hundreds of meters below, but does not tell if or how much gas hydrate is present within the stability field. Another indicator are Methane bubbles escaping the seafloor which can be observed with hydro-acoustic methods. These seep sites or cold vents are often associated with sub-vertical faults and chimney-like structures where free gas from deeper parts is being transported in or even through the gas hydrate stability field towards the seafloor, which subsequently can lead to concentrated gas hydrate accumulation below the seeps. Free gas may co-exist within the stability field along faults and conduits where the gas is at overpressure. Gas hydrate as well as free gas is electrically resistive. CSEM data therefore indicate where high gas hydrate and/or free gas accumulations have formed.

We show an example from the Hikurangi Margin at the east coast of New Zealand's North Island where geophysical, i.e. seismic and electromagnetic (CSEM) methods have been applied to evaluate the gas hydrate distribution. The Hikurangi Margin is characterized by thick marine sediments that have been accreted as a result of the westward subduction of the Pacific plate beneath the Indo-Australian plate. Several Methane vents have been observed in hydro-acoustic data in water depths above 1000 m where gas hydrates are stable at sediment depths down to several hundred meters (Figure 6).

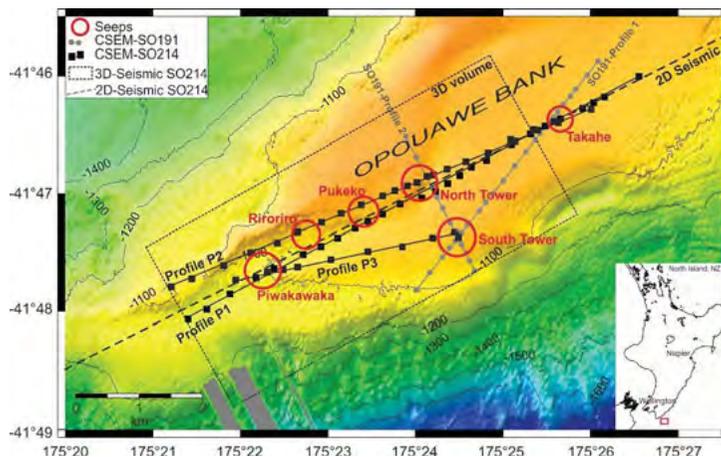


Figure 6: Map of Opouawe Bank at the southern end of the Hikurangi Margin, New Zealand which was the target area of gas hydrate studies using geophysical methods. Red circles indicate seafloor seep sites, black lines and squares mark CSEM profiles, dotted square indicates 3D seismic cube. Figure taken from Schwalenberg et al. (2017).

The data were collected in 2011 during a two months cruise on the former research vessel R/V SONNE. Seismic data collected with a high-resolution 3D system (p-cable) show a sequence of sub-vertical narrow conduits that partly reach the seafloor and high amplitude reflections (see Figure 7). The conduits occur where Methane escapes as bubbles from the

seafloor. Away from these seep sites, the reflection seismic images show relatively normal horizontal layering. The narrow conduits have been explained with free gas that is transported from below the BSR due to overpressure towards the seafloor (Koch et al., 2016). Gas hydrate may have formed at intermediate depth.

Looking at the resistivity models derived from CSEM data, we see zones of highly anomalous resistivities (blue colors) at depth beneath the seep sites, and average background resistivities (orange colors) away from the seeps (see Figure 7). These high resistivities point at high gas hydrate saturations of up to 50 % of the pore volume around the seeps (Schwalenberg et al., 2017).

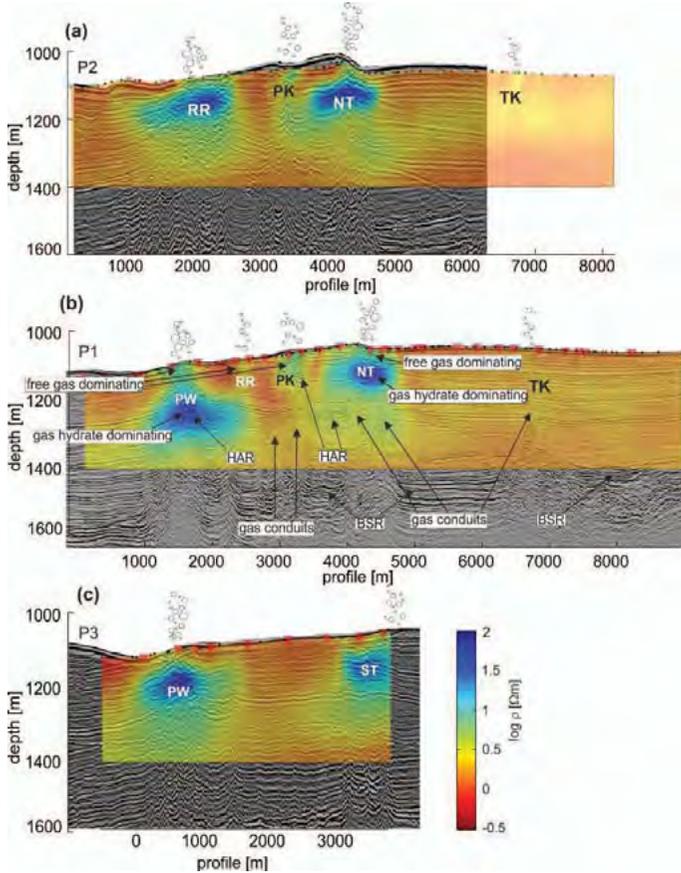


Figure 7: Seismic reflection profiles corresponding to the profiles P1 ... P3 in Fig. 6 merged with resistivity models obtained from CSEM. Sub-vertical conduits, high amplitude reflections (HARs) correlate with highly anomalous resistivities (blue areas) pointing at high gas hydrate saturations of possibly above 50% of the pore volume. RR, PW, NT, ST, PK, TK are acronyms of the seep sites denoted in Figure 6. Figure taken from Schwalenberg et al. (2017).

Case Study 2: Seafloor massive sulfide exploration, Project INDEX

Seafloor massive sulfide (SMS) deposits have recently become a hot topic in offshore mineral resource exploration. They contain high grades of heavy metals such as Cu, Zn, also Au, Ag, and lower concentrations of Rare Earth minerals – which are all materials of high demand in the growing high-tech industry. Sulfides are among the most conductive naturally occurring materials with conductivities in the order of 1-100 S/m (Figure 2, seawater conductivity is typically between 2.8 and 3.3 S/m). Therefore electrical and electromagnetic methods are designated for the detection of sulfide deposits and are standard tools for sulfide exploration on land.

In the marine environment, SMS deposits evolve by the precipitation of metallic components at hydrothermal vent systems at mid-ocean ridges, back-arc basins, and intraplate and arc volcanoes. Black Smokers are well-known features for such active systems, but inactive fields are of major interest from resource and environmental points of view (Figure 8).

A typical SMS field is relatively small in scale (some tens to a few hundred meters across) and shallow (seafloor to some tens of meters below), and is located in deep water (1000 – 4000 m) which makes exploration particularly challenging. Active hydrothermal systems may be characterized by high seafloor roughness while passive systems may be covered by a sediment layer which complicates detection using water column and seafloor observations. Thus, EM methods are useful to quantify SMS deposits at a stage of exploration when a possible target has been identified and prior to costly drilling.

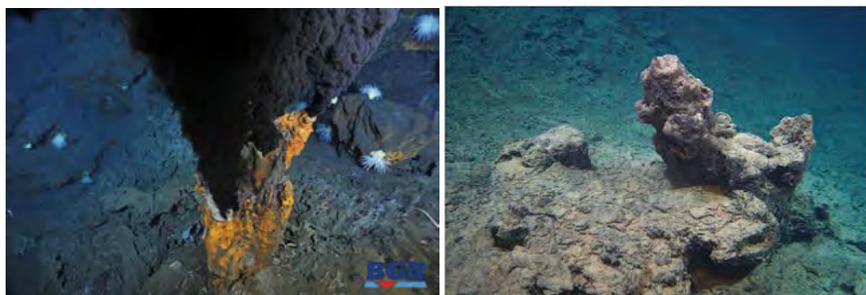


Figure 8: left: active Black Smoker, right: inactive sulfide mound. Source: BGR

Here we present GOLDEN EYE, a new and unique deep-sea electromagnetic system developed in cooperation between BGR and the marine geophysics group at Bremen University. GOLDEN EYE consists of a modular non-magnetic and non-electric instrument frame made from fibre-glass reinforced plastic (see Figure 9). It hosts two measuring systems: i) a concentric frequency domain CSEM in-loop system providing electric conductivity and magnetic susceptibility data. The principle is also used to detect e.g. unexploded ordnances (UXOs) on land. ii) an electric dipole-dipole system to measure self potentials (SP), DC electric fields, and induced polarisation (IP) signals. GOLDEN EYE is also equipped with a CTD (conductivity, temperature, depth) sensor, a 3-axial magnetometer, and video cameras, LEDs, laser pointers, altimeters, scanning sonar, and acoustic positioning for safe navigation and landing on rough seafloor environments. Power, communication, and data transfer is realized with a telemetry unit via the opto-electrical deep-tow cable supplied by the ship. The platform can be completely disassembled and fits in a 20 ft standard container for transportation.

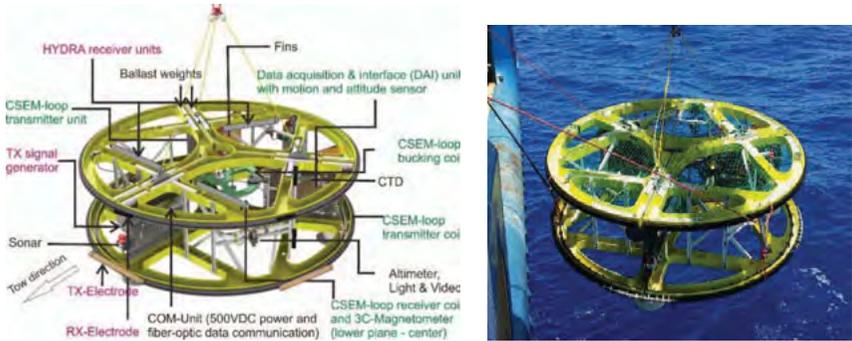


Figure 9: The GOLDEN EYE deep-sea CSEM profiler. Source: BGR

The CSEM loop system consists of a 3.5 m diameter transmitter coil, bucking coil, reference, receiving, and calibration coils. It is operated in frequency domain providing in-phase and quadrature values at up to 10 frequencies in the range of 15 to 20,000 Hz with a sampling rate of 30 Hz. The CSEM-loop transmitter has a maximum current output of 30 A, providing a depth of investigation of 10-20 m below seafloor (Müller et al., 2016). Highly sensitive in-phase and quadrature components of the secondary fields are measured in parts per million (ppm) as calibrated ratios of the secondary field from the subsurface normalized by the transmitted primary field. The sub-seafloor conductivity model is retrieved from one-dimensional inversion of the multi-frequency subsurface signal. The seawater conductivity is recorded by an oceanographic CTD probe and used as *a priori* information during inversion to retrieve high-resolution subsurface models when operating the sensor in conductive saltwater environment.

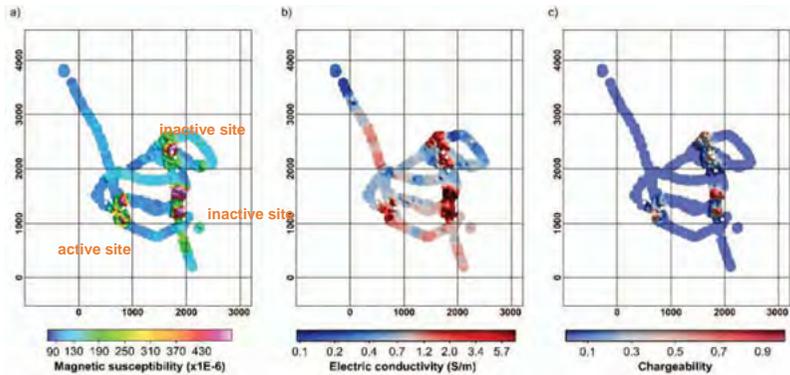


Figure 10: Electromagnetic data obtained with the GOLDEN EYE CSEM loops system near the Edmond hydrothermal vent (23°53' S, 69°36' E; 2900 to 3300 m water depth) show clear correlation of magnetic and electric anomalies with known active and inactive SMS sites (e.g. Müller et al., 2016)

The DC/IP electrical system consists of two horizontal and orthogonal 3.5 m long transmitting dipoles and three orthogonal electric receiving dipoles all mounted to the GOLDEN EYE frame. The IP effect is based on the ability of the ground to store charges (chargeability) i.e.

where the ground acts as a capacitor (Reynolds, 2011). When the transmitter current is switched off, the voltage between the potential electrodes does not drop immediately to zero. The decay to zero takes time as does the rise to the maximum value when the current is again switched on. This overvoltage effect has already been observed one hundred years ago and is meanwhile a standard tool for mining and petroleum exploration onshore. The highest chargeabilities have been reported for disseminated metallic ores (i.e. where the valuable ore is spread in predominantly isolated small particles throughout the host rock), especially for massive sulfide deposits.

GOLDEN EYE has been successfully deployed over known active and inactive hydrothermal sites in the German license areas in the Indian Ocean. A clear correlation could be manifested between conductivity anomalies, higher IP effects, and self potentials and active as well as inactive sites (Figure 10). Moreover, GOLDEN EYE data revealed higher conductivities beyond the boundaries of the deposits previously known from pure seafloor observation. This is an important step towards the identification and assessment of inactive hydrothermal sites.

International Seabed Authority, Project INDEX

While most conventional offshore energy reservoirs i.e. oil and gas are situated within the 200 nm national economic zones, offshore mineral deposits like Mn nodules and seafloor massive sulfides typically are found in international waters. The International Seabed Authority (ISA, www.isa.org) has been established in 1994 as an autonomous international organization under the 1982 UN Convention on the Law of the Sea (UNCLOS). It has 168 member states and regulates all prospecting, exploration and exploitation of marine minerals in the international seabed areas which are considered to belong to all humankind. At present ISA contracts exploration licenses for Mn nodules, polymetallic sulfides (SMS) and ferromanganese crusts.

Germany holds two exploration licenses for Mn nodules in the Pacific (since 2006) and for SMS deposits along the Central and Southeast Indian Ocean Ridges (since 2015)⁵. BGR has been authorized by the German government to conduct exploration and environmental studies in the license areas and conducts annual cruises under the project names MANGAN and INDEX.

References

- BGR (2017a). BGR Energiestudie 2017 - Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung (21) – 184 S, Hannover
- BGR (2017b). Deutschland Rohstoffsituation 2016, 190 S, Hannover
- Boswell, R. and Collett, T.S. (2011): Current perspectives on gas hydrate resources. *Energy Environ. Sci.*, 4, 1206–1215.
- Fowler C.M.R. (2005), *The Solid Earth – An Introduction to Global Geophysics*, 2nd Edition. Published by Cambridge University Press. ISBN: 9780521893077.
- Gueguen Y., Palciauskas V. (1994), *Introduction to the physics of rocks*. Princeton University Press, New Jersey
- Jones E.J.W. (1999), *Marine Geophysics*. Published by John Wiley & Sons Ltd. ISBN 0471986941
- Koch S., Schroeder H., Haeckel M., Berndt C., Bialas J., Papenberg C., Klaeschen D., Plaza-Faverola A. (2016), Gas migration through Opuawe Bank at the Hikurangi margin offshore New Zealand, *Geo-Mar Lett*, doi: 10.1007/s00367-016-0441.

⁵ see also BGR Commodity Top News, Nr. 40, 2012

- Kowalczyk P. (2008), Geophysical prelude to first exploitation of submarine massive sulphides. *First Break*, Vol.26
- Müller H., Schwalenberg K., Hilgenfeldt C., von Dobeneck T. (2016), Mapping Seafloor Massive Sulfides at the Central Indian Ridge with a Novel Central Loop Electromagnetic Profiler. Ext abstract, EAGE EarthDoc, Near Surface Geoscience, 4-8 September, 2016, Barcelona, Spain, doi: 10.3997/2214-4609.201602118
- Reynolds J.M. (2011), *An Introduction to Applied and Environmental Geophysics*, 2nd Edition. Published by Wiley-Blackwell ISBN: 978-0-471-48536-0.
- Ruppel, C. (2011): Methane Hydrates and Contemporary Climate Change, *Nature Education Knowledge*, 3(10):29.
- Schwalenberg K., Rippe D., Koch S., Scholl C. (2017), Marine-controlled source electromagnetic study of Methane seeps and gas hydrates at Opouawe Bank, Hikurangi Margin, New Zealand, *J. Geophys. Res. Solid Earth*, 122, doi: 10.1002/2016JB013702.

Corresponding author:

Dr. Katrin Schwalenberg
Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
Stilleweg 2
30655 Hannover

The ITER Project: Cornerstone for Realizing Fusion Energy

D. J. Campbell, Munich (formerly ITER Organization, Cadarache)

Introduction

Progress in international fusion research has reached a point where it has become feasible and necessary to address the physics and technology of a burning fusion plasma in an experiment close to the dimensions of a future commercial fusion reactor. This ultimate experimental step prior to a demonstration power plant which will confirm the potential of fusion energy as a safe and practically inexhaustible energy source is addressed in an international collaboration within the ITER project [1,2]. ITER was established by signature of an agreement among seven members (China, the European Union including Switzerland, India, Japan, Korea, the Russian Federation and the United States of America) in November 2006. The role of the ITER project is to confirm the feasibility of exploiting magnetic confinement fusion for the production of energy for peaceful purposes by providing an integrated demonstration of the physics and technology required for a *demonstration fusion power plant* as the ultimate step in the roadmap towards commercial fusion power plants.



Fig. 1: Aerial view of the ITER site at St.-Paul-lez-Durance. In the centre of the photograph is the assembly building (dark) and behind it the tokamak complex under construction. In the foreground, left, the 250 m long building for the winding of the poloidal field coils. (Photo: ITER)

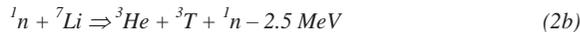
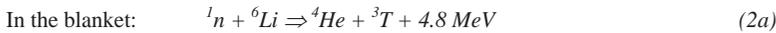
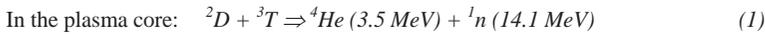
Progress enabling the ITER project

In recent decades, concepts based on toroidal magnetic confinement have been proven to offer the best development perspective towards a fusion power plant. Many other ideas which were initially explored have been more or less abandoned, albeit some of them retain significant interest based on their dual-use (military) capability - this is particularly true for concepts based on inertial confinement. Within the toroidal magnetic confinement class, it is the “tokamak” which has advanced most rapidly - the word “tokamak” derives from the Russian acronym for “toroidal chamber” and “magnetic coil”. A poloidal magnetic field produced by a current flowing toroidally in the plasma is combined with magnetic fields produced by powerful external magnets to produce helically nested magnetic field lines, forming a

magnetic “cage” within which high temperature plasma is confined. The simple axisymmetry makes the tokamak easier to construct and facilitates the interpretation of physical effects¹. ITER is a tokamak like JET and many other smaller fusion devices around the globe.

Power systems such as fossil, fission or renewable plants can be built at rather small scales. However, the underlying physics of magnetically confined plasmas leads to the conclusion that a continuously operated magnetic confinement fusion power plant cannot be conceived at a unit size much below 1 GW electric. ITER, or in fact any other device with a “burning” plasma (i.e. a plasma where a substantial fraction of the heating power is provided by fusion reactions) must therefore be close to the size of a future fusion power plant.

Since the 1980s the Joint European Torus (JET), so far the world’s largest fusion device, has been routinely achieving temperatures of the core plasma exceeding 100 million degrees. Such temperatures are needed in a fusion power plant if fusion of the nuclei of the hydrogen isotopes deuterium and (radioactive) tritium is to be achieved at rates which produce a net thermal power output: typical particle densities in fusion plasmas are about 10^{20} m⁻³ of atmospheric particle densities, i.e. the plasmas are very tenuous. While ample supplies of deuterium are available, the supply of tritium from fission sources is rather limited (though it will be sufficient to support the ITER experimental programme). In a fusion power plant, tritium must therefore be produced inside the reactor by fusion neutrons impinging on a lithium-containing blanket surrounding the plasma chamber. The reactions are:



The alpha-particles (⁴He) produced via reaction (1) remain in the plasma, which is heated by their energy, while the neutrons (¹n) are not affected by the magnetic fields and leave the plasma. The neutrons and their energy are absorbed in the blanket, producing helium, tritium and some further heat. Apart from the fuel needs for initial start-up, only deuterium and lithium need to be transported to the plant site.

The JET facility has evolved to incorporate many developments made within the fusion programme, some of which originated from work on smaller facilities in the associated research laboratories. Such developments include the incorporation of a magnetic divertor, the “H-mode” of plasma operation having a significantly improved confinement above the standard (or “L-mode”), internal “transport barriers”, which lead to further improvement of confinement, and, associated with this, “negative shear” operation where the current profile is manipulated to produce optimized confinement. This “step ladder” of R&D was effective since smaller devices can save time and money in the exploration of new physics. JET has also developed sophisticated control instrumentation and techniques which permit guidance of plasma discharges within, but also close to, the borders of operational regimes. Based on numerous experimental results in a range of devices, notably the those having similar plasma shape, empirical “scalings” have been derived which allow prediction of key features, including the expected fusion power, of the ITER plasma with reasonable confidence.

In the 1990s, JET generated fusion power of several megawatts for several seconds. At peak performance, JET demonstrated a fusion power gain of 0.67 for about 1 s in a 50:50

¹ The “stellarator” is an alternative magnetic confinement concept where the basic toroidal magnetic configuration is fully provided by currents in external coils. This enforces a more complex symmetry which is more difficult to calculate and to explore, and the development of the stellarator lags well behind that of the tokamak. However, the stellarator promises significant advantages compared to the tokamak for stable steady-state operation of high performance plasmas.

deuterium-tritium mixture. In deuterium discharges, JET also achieved plasma parameters required to achieve a (calculated) fusion gain of 1, referred to as “equivalent” break-even (i.e. if DT fuel were used, the expected fusion power production would have equalled the external heating power to the plasma). Similar results were subsequently obtained in deuterium plasmas in the Japanese device JT-60U. Numerous other experimental achievements have been demonstrated by the world’s fusion laboratories, accompanied by significant progress in the theoretical understanding of fusion plasma behaviour. In parallel, substantial development programmes have been pursued in all technological domains of relevance for a burning plasma device. These activities have established a solid physics and technology R&D basis for the design and construction of ITER, and a high confidence that ITER will achieve its objectives, in particular a burning plasma with a ten-fold power amplification, demonstrating the feasibility of fusion energy at the power plant scale. The rate of progress in fusion research and fusion’s potential for large scale energy production were essential elements in convincing the world’s major industrial countries to join the ITER project.

Currently, rapid progress is being made in the ITER design, manufacturing, construction and R&D activities, and the facility is now taking shape at St-Paul-lez-Durance in southern France (see Fig. 1). In practical terms, the project’s goal is to construct and operate a tokamak experiment which can confine a DT plasma in which the alpha-particle heating resulting from the fusion reactions dominates the plasma heating (i.e. a “burning plasma”). Formally, the primary mission of the ITER project is to establish a DT plasma producing ~500 MW of fusion power for durations of 300 - 500 s with a ratio of fusion output power to input heating power (fusion gain), Q , of at least 10. ITER is also designed to explore the physics basis for continuous operation of fusion power plants by investigating “steady-state” plasma operation by means of non-inductive current drive for periods of up to several thousand seconds. In this mode of operation, the aim is to maintain a fusion gain of at least 5. If plasma confinement characteristics are favourable, ITER would also be capable of exploring the controlled ignition regime of tokamak operation (with $Q \sim 30$) in which future power plant plasmas are expected to operate. The project’s technical goals encompass significant technological demonstrations, including the first tests of concepts for tritium breeding, which is essential for closing the fuel cycle for a fusion power plant.

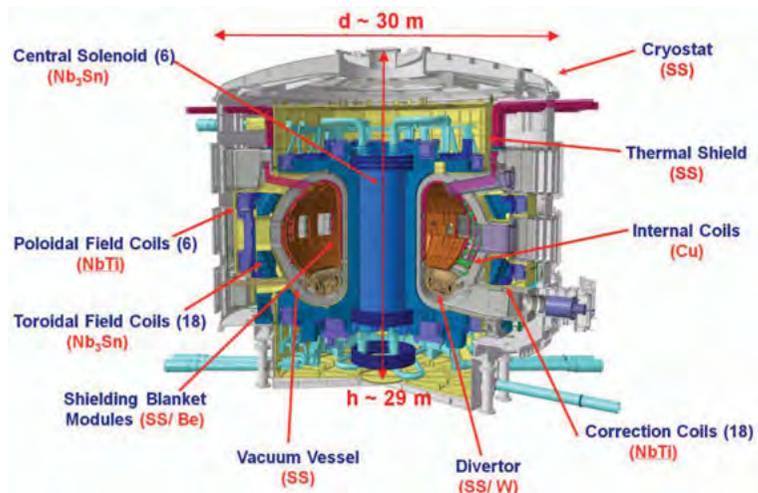


Fig. 2: Cutaway view of the ITER tokamak. (Source: ITER)

With the success of ITER, the demonstration of the economic viability of fusion as a large-scale power system will come into focus, though further developments will still be needed, in particular, in technological domains. These would be implemented in a demonstration fusion power plant (generically referred to as “DEMO”). In summary, it will still be several decades before fusion power can be expected to make inroads into the electricity generation market.

The ITER Tokamak

A schematic of the ITER tokamak is shown in Fig. 2 and the principal parameters are listed in Table 1. The engineering design for ITER uses superconducting magnets to allow very long pulse operation (in the range of hundreds to thousands of seconds). Several major magnet systems [3] are involved in producing the required magnetic field configuration and in generating the high plasma current (up to 15 MA) necessary to confine the burning plasma: the 18 toroidal field coils and six central solenoid modules (Fig. 3) are fabricated from Nb₃Sn superconductor due to the high fields required, e.g. 13 T in the centre of the central solenoid, while the six poloidal field magnets use NbTi superconductor, as do the 18 correction coils.

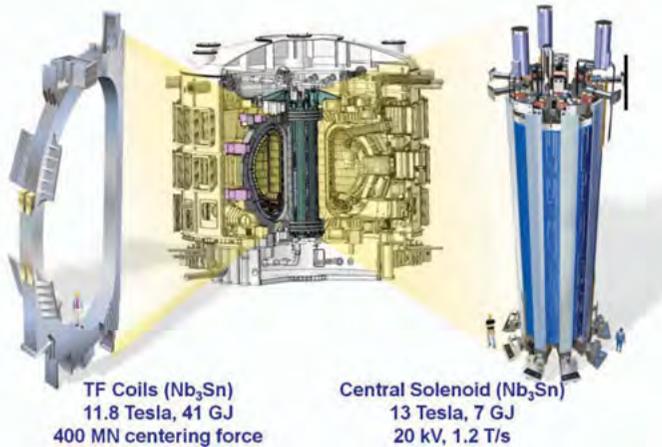


Fig. 3: A toroidal field coil and the 1000 tonne central solenoid which by transformer action generates the toroidal plasma current. (Source: ITER)

Table 1: Main parameters of the ITER tokamak	
Plasma current (I_p)	15 MA
Toroidal magnetic field (at plasma centre, $R=6,2$ m)	5.3 T
Major/minor radius (R/a)	6.2 / 2 m
Plasma elongation/ triangularity (κ/δ)	1.85 / 0.49
Installed auxiliary heating power	73 MW
Fusion power (at $Q = 10$ operation)	500 MW
Pulse duration (at $Q = 10$ operation)	~400 s



Fig. 4: Vacuum vessel (artist's view) The ITER vacuum vessel, a double walled, stainless steel structure with ~19.5 m outer diameter, ~11.5 m height and an overall weight of 5300 t. (Source: ITER)

The vacuum vessel (Fig. 4) is a double-walled, stainless-steel toroidal chamber with an outside diameter of ~19.5 m and a height of ~11.5 m, which not only provides the high quality vacuum required to allow satisfactory plasma operation, but also acts as the first confinement barrier for the tritium used as a plasma fuel.

The entire tokamak core is contained within a cryostat (Fig. 5), with dimensions of 30 m diameter and 29 m height (the largest stainless-steel high vacuum pressure vessel in existence when complete), which allows the superconducting magnets to be

cooled to liquid helium temperatures. To intercept the neutrons emitted by the fusion reactions and to handle the high heat and particle fluxes flowing out of the plasma, most of the vacuum vessel is lined with 440 water-cooled, stainless steel shielding blanket modules with an 8-10 mm thick layer of beryllium to provide the plasma facing surface.

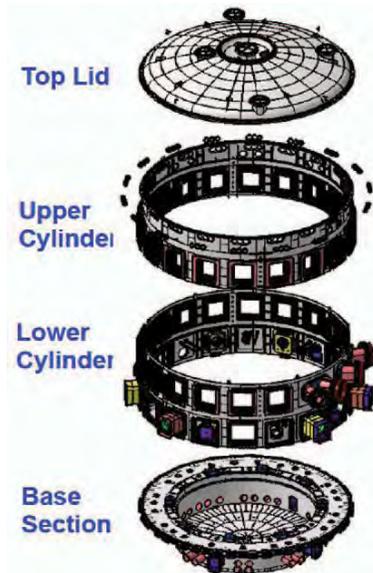
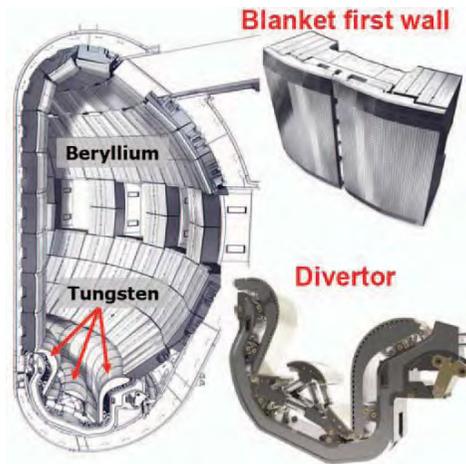


Fig. 5: Major elements of the 29 m high and 30 m diameter cryostat made from 40 – 180 mm thick stainless steel. (Source: ITER)

The magnetic geometry at the edge of the plasma is designed to channel most of the heat and particles exhausted from the plasma (including the helium “ash” produced by the fusion reactions) to a specially designed structure mounted in the bottom of the vacuum vessel, referred to as a divertor. This structure is made up of 54 stainless steel cassettes mounted in a toroidal ring on which 8 mm thick water-cooled tungsten monoblocks are mounted, which are capable of handling stationary heat fluxes of up to 10 MWm^{-2} (Fig. 6).

To produce the initial conditions for achieving high fusion gain, ITER will be provided with several powerful heating systems (Fig. 15) capable of injecting a total of up to 73 MW into the plasma: neutral beam injection, NBI, using 1 MeV deuterium atoms will provide 33 MW of power, while two radiofrequency heating systems, the first operating at 170 GHz (electron cyclotron resonance heating, ECRH) and the other in the range 40-55 MHz (ion cyclotron radiofrequency heating, ICRH) will each provide 20 MW of injected power. As well as providing plasma heating, these systems are required for plasma initiation, controlling the fusion burn, provision of a substantial fraction of the non-inductive

current drive for steady-state operation, control of the plasma current profile to avoid magnetohydrodynamic instabilities and direct suppression of growing plasma instabilities.



An extensive plasma diagnostic capability consisting of about 50 large-scale systems will provide measurements of all essential plasma parameters for control and physics studies of burning plasmas, while a sophisticated control, data acquisition and command system will support all aspects of facility operation and human safety and protection, as well as machine safety and investment protection.

Fig. 6: Cutaway view of the vacuum vessel with first wall elements, blanket modules and the divertor. (Source: ITER)

Burning plasma physics challenges of ITER

Successful operation of ITER will open new frontiers in fusion research involving the influence of a significant alpha-particle population on plasma heating, transport processes and stability. Moreover, to sustain high fusion power, it will be critical to control the exhaust of power and particles from the plasma to prevent overheating of plasma facing surfaces.

ITER operation will evolve through several stages (e.g. [4]): a period of hydrogen and helium operation will be used to commission all tokamak and auxiliary systems; this will be followed by a short period of deuterium operation to approach thermonuclear conditions more closely and to phase gradually into full DT operation, which will then provide access to significant levels of fusion power and alpha-particle heating. Three “design basis” scenarios have been identified from the physics knowledge basis developed by the international fusion research community in recent decades. These reference scenarios provided a conceptual basis for the ITER design and form idealized targets for the various modes of plasma operation which will be explored in ITER. Their basic parameters are summarized in Table 2.

	15	13.8	9
Plasma current (MA)	15	13.8	9
Energy confinement time (s)	3.4 (a)	2.7 (a)	3.1 (b)
Fusion power (MW)	500	400	360
Q	10	5.4	6
Burn duration (s)	300 – 500	>1000	~3000

(a) scaled from present experiments, (b) required to achieve $Q \geq 5$

The inductive scenario is expected to provide the simplest route towards the achievement of high fusion power and to allow the first studies of substantial alpha-particle heating. The “hybrid” scenario provides a relatively simple basis for technology testing under long-pulse stationary conditions. Fully non-inductive operation is an altogether more complex plasma regime in which the total plasma current is driven by a combination of auxiliary heating systems and internal processes e.g. linked to the pressure profile (bootstrap current). While the basic principles of operation in this regime have been understood for the past 20 years, and experimental demonstrations of candidate modes of operation have been made for periods of several seconds, considerable research is required, both in currently operational fusion devices and, eventually, in ITER, to establish an operational mode in which all requirements of plasma confinement and stability for fully non-inductive current drive are satisfied.

As noted above, ITER will be equipped with a divertor, located in the lower region of the vacuum vessel (Fig. 6). The material and geometry of the divertor surfaces are designed to handle high heat fluxes while allowing extraction of helium “ash” produced by DT fusion reactions. The operational functions of the divertor are well-established in existing experiments, but the critical step that ITER will make is to integrate this power-handling exhaust system with a burning plasma core in such a way that the core and edge plasmas perform as intended, in a well-controlled constructive interaction. A key aspect of this solution to the power and particle exhaust challenge is the proper choice of plasma facing materials. Two metals, beryllium and tungsten, have been chosen, with the former lining the first wall of the main plasma chamber in order to reduce radiation from impurities penetrating the plasma, and the latter covering the divertor surfaces in order to optimize the thermal and sputtering properties.

Fusion Nuclear Technology at ITER

ITER’s primary mission goals include the development and testing of key technologies required for construction of a fusion power plant. After an initial period of testing and commissioning in hydrogen and helium plasmas, an ambitious experimental programme in DT plasmas will be launched aiming to progress towards plasmas with high fusion power and fusion gain at a rapid pace. The targets for this programme in terms of fusion power level,

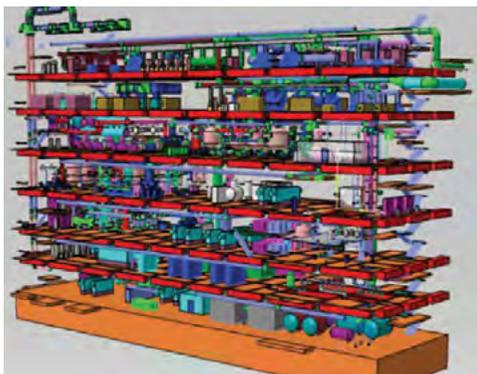


Fig. 7: Schematic view of the tritium reprocessing plant (80 m x 25 m, height 35 m = 7 stories). For a standard $Q = 10$ pulse about 100 g tritium are required, albeit only about 1 g is actually burned. (Source: ITER)

burn duration and duty cycle, will require real-time closed-cycle reprocessing of the tokamak exhaust gas stream to provide a continuous DT fuel flow to the plasma at an adequate rate. A significant quantity of tritium can be stored on the ITER site, but to support the experimental programme at the specified level of fusion performance this inventory will be recycled, resulting in as much as 25 times this amount of tritium being reprocessed annually. This will require a tritium processing plant of unprecedented scale (Fig. 7), and its operation will establish the technical basis for tritium reprocessing in fusion power plants. The breeding of tritium, by reactions between neutrons emitted from the plasma and lithium contained in either ceramics or (lithium-lead)

eutectics within blanket modules lining the reactor wall, is fundamental to the fuel cycle in a fusion power plant burning deuterium and tritium.

This concept can only be tested experimentally in a real fusion environment, which, prior to ITER, does not exist. The ITER test blanket module (TBM) programme [5], which will involve the construction and testing of six different concepts of tritium breeding module, will therefore be a key element of the fusion nuclear technology programme. The arrangement for exposing two TBMs to the neutron flux emitted by the ITER plasma by mounting them in a port plug is illustrated in Fig. 8. While the tritium required to support the ITER experimental programme can be provided entirely from external fission reactor sources, the project will apply concepts for tritium breeding designed to allow relevant tests for a fusion power plant: the primary goal will be to establish the rate at which tritium can be produced. In a fusion reactor, this rate must be larger than the tritium burn rate, in other words, the ratio between the

two, the tritium breeding ratio, must exceed unity. ITER tests will allow the first studies of the tritium production and extraction rates which can be achieved in a practical design.

The development and application of remote handling technology for ITER will provide a substantial basis for the future application of this technology to fusion power plants. Soon after the transition to DT operation, activation of the ITER tokamak due to the interaction of 14 MeV neutrons with the reactor structure will require that all maintenance, repair and upgrade work in the tokamak core be carried out using remote handling methods (e.g. [6]).

A final significant goal of the ITER nuclear R&D programme, and a key ITER mission, will be the demonstration of the positive environmental and safety features of fusion energy. After the submission of the formal application documents and an extensive interaction between the ITER Organization and the French nuclear regulatory authorities, the French Government granted the Decree of Authorisation of a nuclear facility to the ITER Organization in November 2012. ITER is now established as Basic Nuclear Installation 174 (INB-174) within the French regulatory framework.

Construction and manufacturing progress

The on-site construction of the ITER facility is progressing rapidly and the delivery of the major components for the tokamak and plant systems (Fig. 9) is expected to comply with the project schedule. On-site, the external fabric of the assembly building is complete and the internal fitting out, including the successful installation of two 750 t cranes, is underway. The tokamak complex, resting on 493 seismic pads and incorporating the tokamak, diagnostics and tritium buildings, is advancing (Fig. 1 and 16). The basement levels of the tokamak

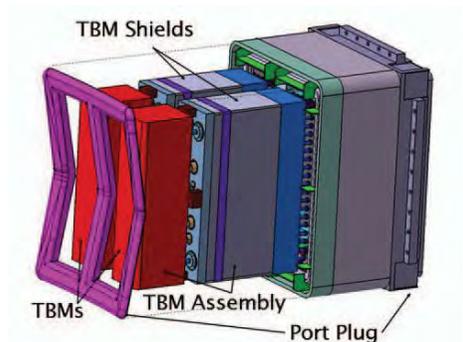


Fig. 8: Diagram of the structure of a TBM Port Plug which would be mounted in an equatorial port of the ITER tokamak, with the 2 TBMs (shown in red), each of which is loaded with a tritium-breeding ceramic or eutectic, directly facing the plasma (located at the left side) and intercepting the neutrons emitted by the fusion reactions. Three such TBM port plug assemblies will be inserted into the tokamak simultaneously. (Source: ITER)

building are complete, as is the 3 m thick bioshield encircling the tokamak core. The diagnostics and tritium buildings are progressing at a similar rate. Several captive (water) drain tanks have been installed, the first equipment incorporated in the tokamak complex and the first steps in a multi-year onsite installation programme of tokamak and plant systems. Construction of the other plant buildings, including the radiofrequency heating building, cooling water complex, cryoplat building and the magnet power conversion buildings is also advancing rapidly. Inside the poloidal field coil winding building, the first facility building to become fully operational, a test winding of a poloidal field coil double pancake has been completed and winding of the first of the 4 largest poloidal field coils (Fig. 12) has been launched. These coils, wound from NbTi superconductor, must be fabricated on-site due to their large diameters (17 – 25 m). Manufacturing activities for a wide range of ITER components are in full swing in factories across the globe (e.g. Fig. 10 and 11).

The unique nature of the ITER international collaboration is reflected in the scheme by which the components for the tokamak and auxiliary plant are being constructed. The ITER Organization (IO-CT) in France is responsible for design integration, procurement of components amounting to about 10% of the project's capital construction cost, management of the on-site installation of the tokamak and plant, and, ultimately, for the operation of the facility. The seven ITER partners have each established domestic agencies (IO-DAs) through which 90% of the facility's components are being procured and supplied to the IO-CT for integration into the ITER facility. An extensive international collaboration formed around the production of superconducting magnets for the ITER tokamak has produced over 600 t of Nb₃Sn (increasing annual world production by approximately a factor of 10) and about 300 t of NbTi superconducting strand during an eight year campaign. In addition, 95% of the superconductors required for the magnets are complete and coil fabrication activities are underway in six of the seven



Fig. 9: Test transport for large components such as the toroidal field coils: a 352 wheel convoy carrying an 800 tonne dummy load, 33 m long, 9 m wide, 10 m high took 4 nights from Etang de Berre to the ITER site. (Source: ITER)



Fig. 10: The first complete toroidal field coil winding pack produced by Japanese industry (fabricated from Nb₃Sn superconductor, with dimensions of 13.8 m x 8.7 m). (Source: Japanese DA)

partners' factories. Manufacturing of the toroidal field coil windings and structures is now expanding – approximately 80% of the “double pancake” windings for the toroidal field coils have been completed and the first two full toroidal field winding packs produced by the EU and Japan have been assembled (Fig. 10). Over 4,500 tonnes of high-strength ITER-grade steel will be required to produce the 19 massive toroidal field coil encasements which are now in fabrication. In addition to the on-site poloidal field coil winding activities noted above, the first double pancakes of the smallest poloidal field coils, #1 and #6, are being wound in the Russian Federation and China (Fig. 11) respectively. The powerful Nb₃Sn pulsed magnet at the very centre of the tokamak, the central solenoid (Fig. 3, right hand side), is being fabricated in the United States from superconductor manufactured in Japan. Winding of 3 of the 6 modules has been completed and the performance of the central solenoid conductor has been tested through an “insert coil test” in Naka, Japan, which confirmed that the conductor performed as predicted, with no degradation. The ITER magnet system also includes a set of 18 smaller (NbTi) correction coils for fine trimming of the magnetic field configuration and their manufacture is underway in China.

The technically challenging fabrication of the ITER vacuum vessel (Fig. 4 and 6), which will be assembled from nine 40° sectors, is being undertaken by both Korean and EU industry. Korea has completed ~80% of the first sector under its responsibility, while the EU has completed ~50% of its first sector. Additional components making up the complete structure illustrated in Fig. 4 are being contributed by the Russian Federation (upper port extensions), Korea (equatorial and lower port extensions) and India (additional shielding located between the two walls of the vessel).



Fig. 11: The winding of 7 double pancakes for PF6 has been completed at ASIPP in Hefei. Nine double layers of conductor will be stacked to build the full coil, which is being built in China under contract with the EU-DA. (Source: F4E)

The cryostat and associated thermal shield are further major mechanical components currently under manufacture. The former is a stainless steel structure (Fig. 5) which is being manufactured in segments in India before being shipped to the ITER site, where the segments are being welded into toroidal rings with a diameter of 30 m within a specially constructed workshop (Fig. 13), and these will finally be welded into the overall cryostat structure which encloses the tokamak core, shown in Fig. 2, in the tokamak pit. Cooled by 1.8 MPa pressurized helium gas from the main cryoplat with an 80 K inlet temperature, the thermal shield forms a major component of the thermal insulation of the superconducting magnets and will be installed inside the cryostat, as illustrated in Fig. 2. It is being manufactured in Korea.

The environment at the edge of a burning plasma such as ITER will produce is demanding: the stationary heat flux along the field lines in the narrow scrape-off layer, leading from the plasma boundary to the divertor (Fig. 6), can reach several GWm⁻² (the perpendicular heat flux at the surface of the sun is ~70 MWm⁻²). Fortunately, by control of the magnetic configuration as the field lines approach the divertor target surfaces and by careful shaping of these surfaces, the perpendicular heat flux to the targets can be reduced by a factor of ~30. But this would still produce heat fluxes well above the accepted engineering limit of 10 MWm⁻² were it not for the fact that, by cleverly exploiting atomic physics in the cooler

plasma edge and divertor plasma regions, the majority of the power flowing from the core plasma can be dissipated over a large surface area by radiation and other atomic processes, resulting in a final heat flux to the divertor targets within the engineering limit.

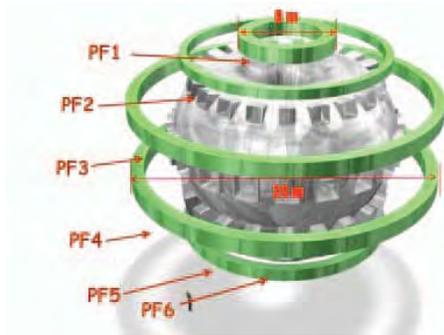


Fig. 12: Arrangement of the poloidal magnetic field coils, essential for the positioning of the plasma and the creation of the poloidal magnetic divertor configuration. Coils PF2 to PF5 are too large to be transported and are manufactured on-site. (Source: ITER)

handled. The remainder of the ITER vacuum vessel surface is therefore covered by water-cooled stainless steel shielding blanket modules to which beryllium tiles are bonded. Successful qualification activities for the beryllium first wall were achieved in the Russian Federation, in China and in the EU. A key aspect of this solution to the power and particle

exhaust challenge is the choice of plasma-facing materials, tungsten for the divertor and beryllium for the first wall, a combination which has been tested in the major EU facility, JET, at Culham (e.g. [7]). ITER will require extensive and large scale plant systems to provide electrical power, cooling water, cryogenics, vacuum and gas supplies to the tokamak and auxiliary systems. Significant progress has already been made in the manufacturing of most of these systems, and, indeed, on-site installation of the first large scale components has occurred. The cryoplant, which, when complete, will be the world's largest single-platform cryogenic system, consists of two large nitrogen refrigerators and three large helium refrigerators providing cryogenic cooling power at a variety of temperatures.

Nevertheless, the manufacturing of components which can handle the heat and particle fluxes from ITER's burning plasma remains challenging and has been the subject of extensive R&D. Both EU and Japanese industry have successfully produced full-scale, full-tungsten plasma facing units for the ITER divertor (Fig. 6) in conformity with the tight tolerances and stringent acceptance criteria specified by the project. As mentioned earlier, the divertor is located at the bottom of the vacuum vessel, and heat and particle fluxes are channelled there by control of the magnetic field configuration at the plasma edge. The heat flux over much of the surface of the vacuum vessel is very much lower than that flowing into the divertor, but neutronic heat fluxes of up to $\sim 0.8 \text{ MWm}^{-2}$ and plasma heat fluxes of up to 5 MWm^{-2} must still be



Fig. 13: On-site assembly and welding of the cryostat lower cylinder from elements manufactured in India. (Source: ITER)

The principal clients of the cryogenic system are the superconducting magnets and the cryopumps, operating at ~4 K, the magnet current leads at 50 K and the thermal shields at 80 K. The ITER cooling water system (Fig. 14) must dissipate almost 1 GW of thermal power when the facility is fully operational. Manufacturing of some elements of this system is already underway, and several large drain tanks have been fabricated and delivered to the ITER site, since they are captive and their installation must be integrated into the building construction.



Fig. 14: ITER power will be partly evacuated by cooling towers (procured by India). Here: construction of the building for the cooling water system with "hot" and "cold" basins. (Source: ITER)

The ITER vacuum system will be one of the largest, most complex vacuum systems ever built. It involves several large volume systems, including: the cryostat (~ 8500 m³), the torus (~1330 m³), the neutral beam injectors (~180 m³ each) and several lower volume systems. There are more than 400 vacuum pumps of 10 different technologies. The most demanding vacuum pumping applications are served by 18 large cryogenic pumps of 3 distinct custom designs. All of the vacuum systems are progressing from design, validation and into manufacturing. As outlined earlier, tritium processing at an unprecedented scale will be required to support the ITER experimental programme. The tritium plant (Fig. 7), essentially a nuclear gas processing plant, receives DT gases from torus and neutral beam vacuum systems, removes impurities, separates isotopes, and delivers D₂, DT and T₂ to the tokamak fuelling systems. The tritium plant also includes equipment for detritiating gases and water. Experience with the relevant technologies exists, but not at the scale and processing demands required by ITER, and an extensive R&D programme is underway to finalize the design of the ITER system.

The ITER electrical power distribution system receives power from the French 400 kV power transmission grid and is capable of providing approximately 120 MW of steady-state power to the standard industrial auxiliary loads and 500 MW of pulsed power required for plasma operation and control. Several large electrical components have been delivered to the ITER site and the four main step-down transformers are installed. The 400 kV substation (Fig. 1, very left) has been completed and was energized in early 2017. Qualification of the main components for the switching networks and the fast discharge units has been completed, and their mass production is in preparation. The global series production for the large power converters, the DC busbars and the 66 kV power cables of the pulsed power electrical network is at an advanced state.

The ITER control system performs the functional integration of the ITER plant and enables integrated and automated operation. As ITER is both a scientific experiment and a nuclear installation, there is a clear segregation between conventional control, machine protection and safety. Normal operation is carried out by conventional control, while the machine protection system guards against risks which might damage the tokamak and facility, and the safety systems guard against any nuclear or occupational safety risks. The central control system,

comprising conventional control, central interlock system and central safety systems, interfaces to around 200 local control systems, called “plant system instrumentation and control”, which are grouped in eighteen subsystems. These local control systems are developed around the world under contract from the seven contributing IO-DAs and must then be integrated into the overall facility control system, an activity considered to be the major challenge for the successful implementation of the ITER control system.

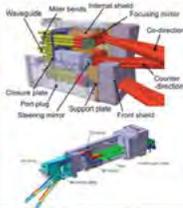
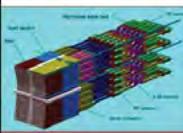
NB	IC	EC	LH
Neutral Beam - 1 MeV	Ion Cyclotron 40-55MHz	Electron Cyclotron 170GHz	Lower Hybrid ~5 GHz
			
33MW* +16.5MW#	20MW* +20MW#	20MW* +20MW#	0MW* +40MW#
Bulk current drive limited modulation	Sawtooth control modulation < 1 kHz	NTM/sawtooth control modulation up to 5 kHz	Off-axis bulk current drive

Fig. 15: Heating systems of ITER (*: baseline power, #: optional). Shown are schematics of the launchers to be installed in ports of the vacuum vessel (not to scale). (Source: ITER)

ITER will have an extensive heating and current drive system for heating the plasma to temperatures at which significant fusion power can be produced and for control of several aspects of the plasma behaviour (Fig. 15). At the neutral beam test facility in Padua, Italy, an ITER-scale negative ion source (SPIDER) and a full-scale neutral beam injector (MITICA) will be tested for ITER’s heating neutral beam system (33 MW injected at 1 MeV D⁰). A key challenge for the high frequency (170 GHz) electron cyclotron system is the development of high power, long pulse, sources known as gyrotrons. Substantial progress has been made in the development of these advanced sources, with performance approaching that required for ITER: for example, a Russian gyrotron has demonstrated 1 MW operation for 1000 s with reliability that exceeded requirements, and there is confidence that the ITER target of 3600 s pulse length will be achieved. Design and R&D activities for the ion cyclotron system (40–55 MHz) are also underway, and technology qualification for the radiofrequency sources, to be procured by India, is progressing well, with one candidate already achieving ITER performance.

Approximately one hundred projects are underway for the design and development of ITER’s plasma measurement systems. Through annual coordination meetings involving all seven IO-DAs, the IO-CT encourages synergies, promotes problem solving, and seeks to resolve common challenges such as the integration of diagnostic systems, safety requirements, and instrumentation and control. Nearly all diagnostics have reached either the intermediate or the final design phase, and the first system – continuous external Rogowski coils that will be integrated into a toroidal field coil – has been completed. In March 2015, elements finalized for the micro-fission chamber became the first completed diagnostic components.

Towards ITER Operation

Following a major reorganization of the IO-CT management and organizational structure in early 2015, the ITER project has moved forward rapidly in the key areas of design completion, advancing on-site integration and preparing the framework for the forthcoming installation activities. Impressive progress is being made in the production of components for the ITER tokamak, plant and auxiliary systems, and a steadily increasing volume of components is arriving at the ITER site. Within the revised baseline schedule (Fig. 17) endorsed by the ITER Council in November 2016, the generation of the First Plasma is foreseen for December 2025, followed by a staged approach to the development of the tokamak and auxiliary system performance and to the experimental exploitation, culminating in the transition to D/DT operation in late 2035.

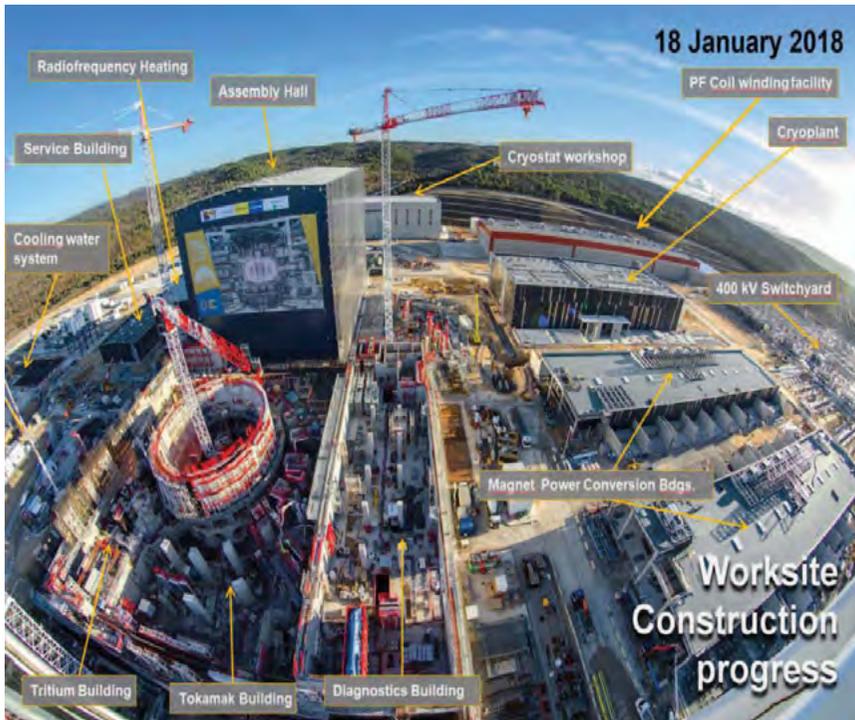


Fig. 16: Panorama view of the ITER worksite construction progress as of 18 January 2018. (Source: ITER)

Beyond ITER

Industry, which today acts mainly as a build-to-print supplier in fusion, will have to become deeply involved in fusion energy development, starting with its substantial contributions to ITER construction. Its role in DEMO must evolve towards the role of an architect-engineer and, finally, industry will be expected to take over responsibility for the construction and further development of commercial fusion power plants.

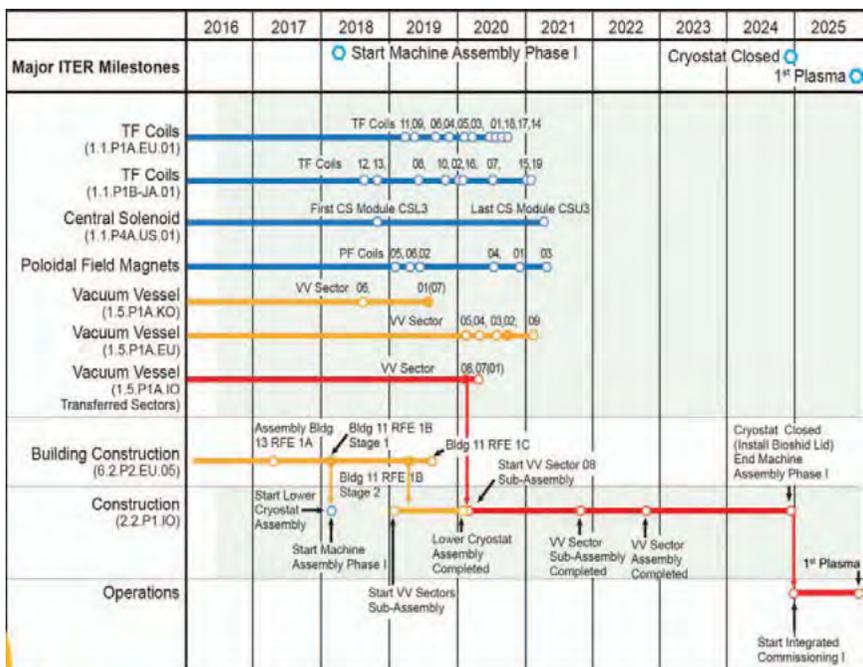


Fig. 17: Major assembly milestones of ITER towards First Plasma. (Source: ITER)

Acknowledgments

This report represents the work of the staff of the ITER Organization, the Domestic Agencies and many collaborators in the Members' fusion communities. The views and opinions expressed herein do not necessarily reflect those of the ITER Organization.

References

1. *ITER Technical Basis*, ITER EDA Documentation Series No. 24, IAEA, Vienna (2002).
2. B. Bigot, paper OV/1-2, Proc. 26th IAEA Fusion Energy Conf., Kyoto, (2016).
3. N. Mitchell et al., IEEE Trans. App. Supercond. **22**(3) (2012).
4. D.J. Campbell et al., paper ITR/P1-18, Proc. 24th IAEA Fusion Energy Conf., San Diego, (2012).
5. L.M. Giancarli et al., Fusion Eng. Des. **109–111** 1491 (2016).
6. C.S. Pitcher and J. Palmer, Nuclear Future **13**(3) 48 (2017).
7. G.F. Matthews et al., J. Nucl. Mater. **438** S2 (2013).

Acronyms

DT deuterium-tritium; TBM test blanket module; IO-DA Domestic Agencies of ITER partners; IO-CT ITER Organization in France,

About the author

David Campbell spent 14 years at JET, Europe's major fusion experiment, followed by 10 years leading the EU's physics and plasma engineering R&D activities for ITER. He joined the ITER Organization in 2007 and retired at the end of 2017 from his position as Director of the Science and Operations Department, which is responsible for developing the ITER facility's central control systems, for conducting the project's fusion physics research and for preparing the framework for ITER operations.

The Role of Nuclear Power in the World

Ludger Mohrbach, VGB

Nuclear Energy and Climate

In 2017, about 85% of the world's primary energy supply was based on burning hydrocarbons, with each kg of atomic carbon producing about 2.7 kg of CO₂, practically all of which was and is deposited in the atmosphere.

The carbon dioxide concentration has exceeded 400 ppm in 2016¹, up from about 280 ppm in the pre-industrialized era, producing (together with the other anthropogenic greenhouse gases, all together being about half as effective as CO₂) a medium average global temperature rise of already one Kelvin.

In business-as-usual scenarios, climate models predict an unbearable total positive temperature change of between 3.3 and 4.1 Kelvin until 2100, with economic development and population growth being the main drivers. If all countries would keep their reduction promises of the Paris Convention of globally 50%, warming would still come out at 2.4 to 2.7 Kelvin. It would require at least another reduction by a factor of two to reach "acceptable" 2 Kelvin.

In order to limit global warming to 1.3 to 1.5 Kelvin as deemed desirable by the Paris Convention, practically an early total decarbonisation of all world-wide energy consumption would be necessary².

About half of the global primary energy supply in that timeframe may altogether be required for power generation. Today about 450 nuclear power plants provide about 11% of the worldwide electric energy supply. They represent about 4% of the global primary energy supply, second on the list of carbon-free energy sources only to hydropower (7%) and roughly comparable to all other renewables together (including traditional biomass burning).

Thus, nuclear saves today already more than 2.3 Gt/a of CO₂ emissions compared to coal/ gas, this corresponds to approx. 6% of all anthropogenic CO₂ emissions.

The (domestic part of the) German share of greenhouse gas emissions corresponds to only slightly more than 2%.

Nuclear Power in the World

Today, nuclear power plants are operated in 31 countries, since the Fukushima event 2011 five newcomer countries have additionally started to build nuclear units, namely the United Arab Emirates, Belarus, Bangladesh, Turkey and Egypt.

In the same time, only Germany has decided to phase out nuclear (until 2022) at about half of the technical lifetime of 60 years of the plants, whereas originally comparable decisions in Belgium, Spain, Switzerland, Taiwan, South Korea and Sweden have been continuously extended or reversed. We estimate the associated costs for Germany in the range of 200 G€.

Furthermore, several other countries follow long-term policies to embark on nuclear programmes, whereas at least 17 of the 31 "nuclear" countries have declared to expand their nuclear share, mostly for climate protection reasons, but also for energy independence, security of supply or value of domestic investment.

New construction has shifted from America and Europe to Russia and East Asia, with completion of a new unit on a worldwide scale about every six to eight weeks.

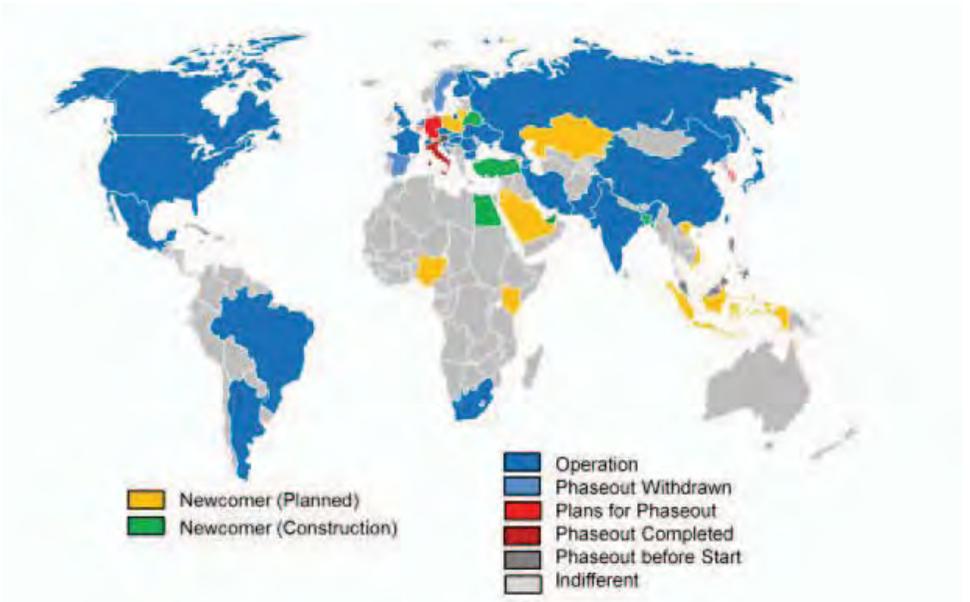


Figure 1: Use of nuclear power in the world (Source: VGB, status 07/2018)

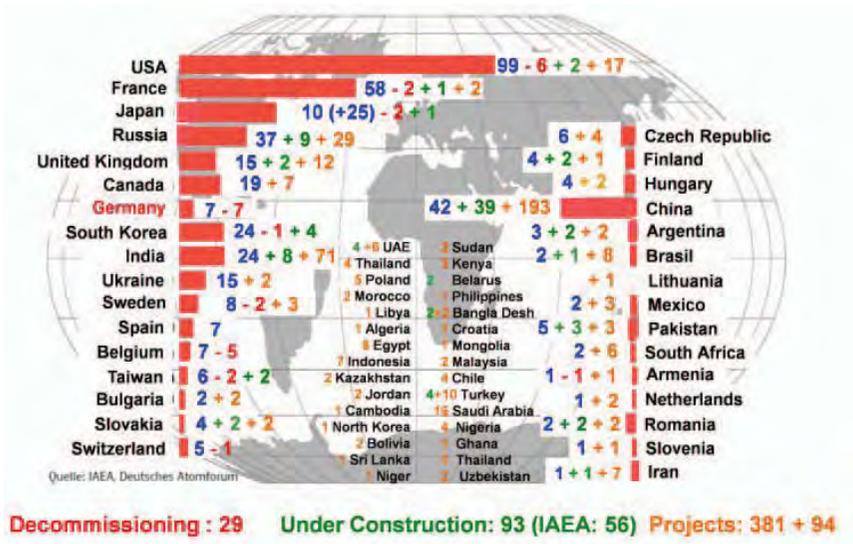


Figure 2: Nuclear power plants in the world (“projects” divided into “nuclear” and “newcomer” counties), (Source: VGB, IAEA Power Reactor Information System, WNA World Nuclear Association)

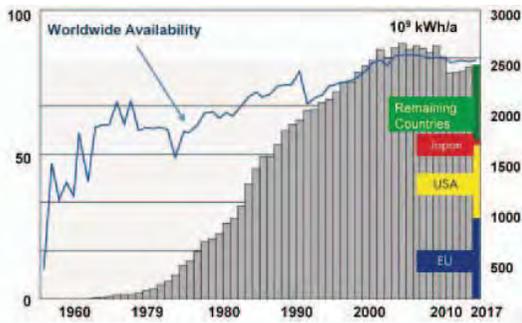


Figure 3: Worldwide nuclear power generation (right, TWh/a) and average plant availability (left, %), (Source: VGB, IAEA Power Reactor Information System, WNA World Nuclear Association)

After decades of declining activity, new construction especially of the prototypes of the new GENERATION III+, has, however, resulted in significant cost overruns especially in Europe and the USA, shedding also disadvantageous light on the industry in public perception. Life-cycle costs of nuclear are nevertheless still very favorable if the units are allowed to operate as designed for typically 60 years or more. In the USA, the first four units have successfully applied for operating license extension for even up to 80 years, whereas seven others - especially “merchant plants” in regions with deregulated markets with competition from subsidized renewables, old coal plants and fracking gas had to be shut down for commercial reasons, eight others are announced. The USA is thus losing very cheap carbon abatement capacity, as only three new units have been or will be connected to the grids in the same time.

National energy policy remains to be the most important driving factor for any nuclear development. Wherever heavy private investments into renewables are supported by public financial incentives, electricity prices sharply rise in conjunction with the share of public fees and taxes on the kWh price for households and medium-voltage customers like the industry:

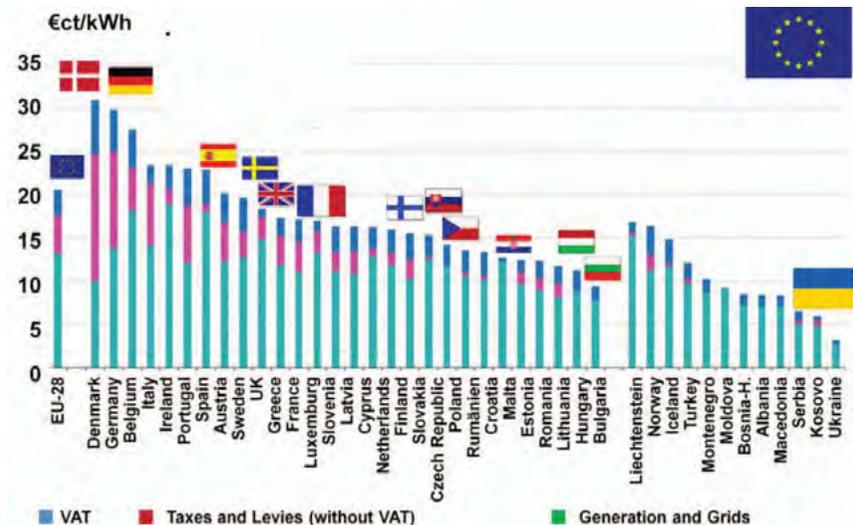


Figure 4: Electricity costs for low-voltage end customers in Europe. (Source: Eurostat, Energias de Portugal)

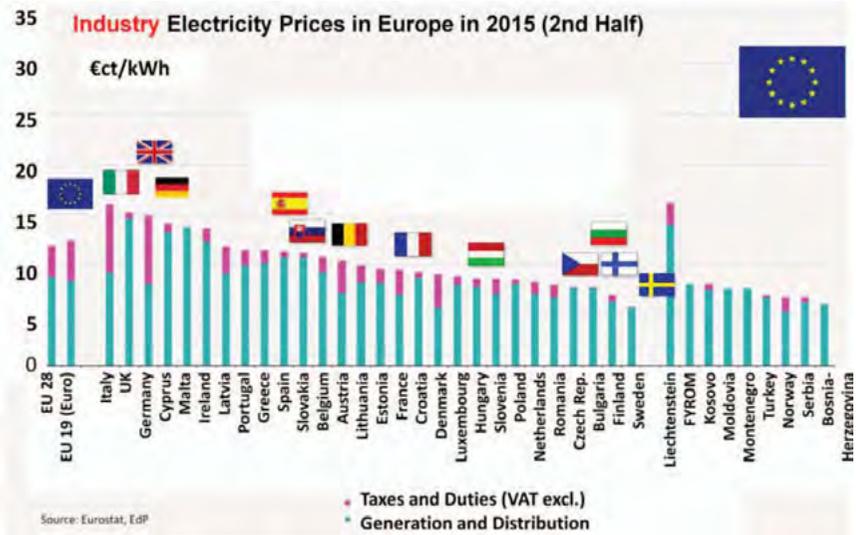


Figure 5: Electricity costs for medium-voltage end customers in Europe (Source: Eurostat, *Energias de Portugal*)

Taking Germany as example, these investments practically lead to a doubling of prices, without revealing any comparable influence on the national carbon budget (Fig. 6).

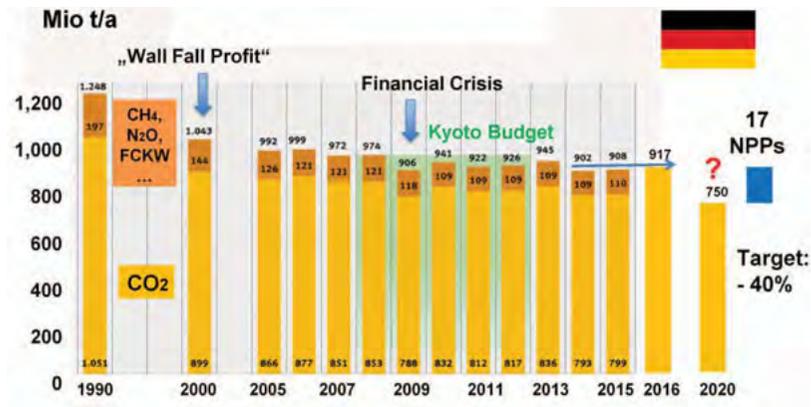


Figure 6: Greenhouse gas emissions (CO₂ Equivalents in Mio t/a) for Germany (NPP = Nuclear power plants) (Source: Umweltbundesamt – Emissionssituation 11.02.2016, *Energie-Infodienst 2017*)

The original national target of reducing carbon emissions by 40% in 2020 against 1990 (when the emissions of the German Democratic Republic, word-leader in lignite burning – 300 Million tons per year - were included) would probably have been achievable with the then

existing nuclear fleet of 17 units, but will certainly be missed by far, as emissions have stayed constant over the last decade and are even slightly rising irrespective of the massive investment into renewables in this period.

Often overlooked in this context is the effect of “Carbon Leakage”, describing the slow but steady transfer of energy-intensive base material production to other countries, namely China and India, thus improving the national (German) carbon balance significantly.

Development of nuclear reactors: Generation I – III

Historically, the development of commercial nuclear power can be divided into four phases:

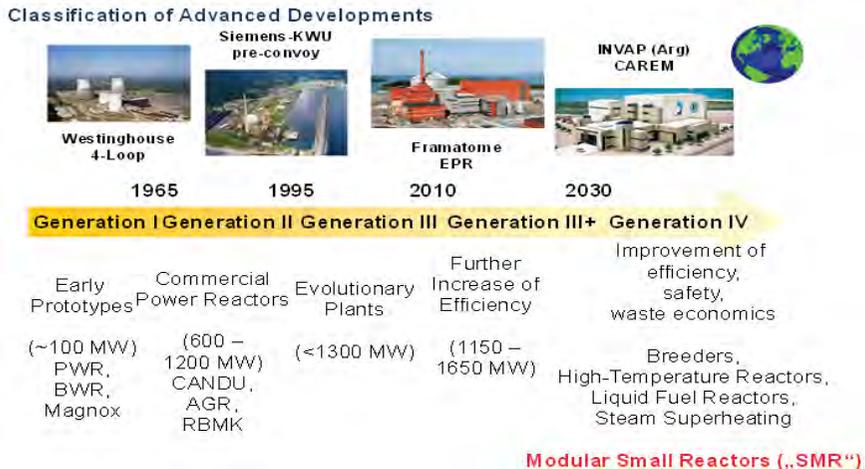


Figure 7: History of commercial nuclear (Source: VGB)

With the bulk of the existing fleets being composed today of Generation- II and -III units, advanced designs are now successively entering the market as Generation-III+ prototypes as “evolutionary” or “revolutionary” designs, to be followed by fundamentally new concepts with mostly other coolants than water and enhanced features like high-temperature heat, extraordinary fuel efficiency by breeding, improved proliferation resistance and – most importantly, marketable economics. For the latter, so-called “Small- to Medium-Sized Reactors” (“SMRs”) form the latest development, current surveys identified more than 60 consortia intending to enter this future market.

Today, the following types are available for the construction of a nuclear power plants:

- 8 Pressurized Water Reactor designs from 5 manufacturers
- 2 Boiling Water Reactor designs from 1 manufacturer
- 2 Heavy Water Reactor designs from 2 manufacturers

Below, some examples from this list will be mentioned, in particular

- the EPR as representative for the “evolutionary” development of light water reactor technology,
- the AP-1000 for the “revolutionary” approach to GENERATION III+, and

- the development of GENERATION IV-reactors, some of which may be counted as SMRs (see Fig. 7, bottom right in red).

	Name	MWe	Designer		Operation	Constr.	Planned
PWR	EPR	1650	Framatome/ EdF		1	5	8
	Atmea 1	1150	Framatome/ Mitsubishi		-	-	4
	AP-1000	1100	Brookfield (CAN)/ Westinghouse		-	2	-
	CAP-1000	1100	CNNC (China)/ Westinghouse		1	15	12 (135)
	CAP-1400	1300	CNNC		-	-	2
	ACPR-1000	1000	China GN/ CNPC		25	5	-
	Hualong- 1	1150	China GN/ CNNC		-	8	56
	WWER- 1000	1000	Atomenergoprojekt, OKB Gidropress		37	4	3
	MIR- 1200	1200	Atomenergoprojekt, OKB Gidropress		2	13	26
	TOI 1300	1300	Atomenergoprojekt, OKB Gidropress		-	2	8
BWR	APR	1400	Korea Electric		1	8	2
	ABWR	1380	General Electric, Hitachi (Toshiba)		5	3	3
CANDU	ESBWR	1600	General Electric		-	-	2
	E-CANDU-6	600	SNC Lavalin/ China GN		2	-	1
GEN IV	IPHWR-700	700	Nuclear Power India		-	6	14
	HTR-PM200	200	China NEC		-	2	2
SMR	CFR-600	600	TerraPower/ CNNC		-	-	2
	CAREM	27-100	CNEA (Arg.)/ INVAP		-	1	1
	KLT-40	35	Atomenergoprojekt		-	1x2	4
	Linglong 1	100	CNNC-CNEC New Energy/ NPIC		-	-	6

Figure 8: Commercially available reactor types, status2018. Blue: predecessors (Source: VGB)

Nuclear safety

Anticipated safety concerns are often cited behind political decisions to limit the operating time of nuclear plants to premature dates. In fact the “technical” nuclear safety has generally been investigated over several decades by manufacturers, operators and regulators in a manner probably unique in the world (perhaps only comparable to civil aviation). The appropriate method to “weigh” the safety of nuclear plants is the “Probabilistic Safety Analysis” (PSA). It calculates from known failure rates of each safety-relevant component with the help of event “failure trees” a design- and site- specific core melt frequency (in events per thousands to millions of years) as the representative “key” parameter. One enveloping event is the so-called “Loss-of-Coolant-Accident” (LOCA, initiated by the hypothetical guillotine break of the largest cooling pipe), others include Loss-of-Power, earthquakes, weather and sabotage.

All nuclear plants are designed to master these and all less severe events; what remains beyond is known as the “residual risk”, well quantified and very small against several other natural and man-made risks and legally accepted by the nuclear rulemaking (“licensing”) and thus by societies.

One has to keep in mind that the same accident codes reveal that only about 1 to 10% of all (hypothetical) core meltdowns would end up in a significant release of radioactivity at all, thus pushing acceptability levels even further.

In most countries, PSAs must be updated every ten years, mirroring advances in code algorithm development and computer capacity plus physical improvements in the plants (more emergency installations like diesels, redundant safety trains, etc).

A timeline of PSA results shows therefore, that in the past nuclear safety has practically improved by an order of magnitude every ten years, and the probability for a significant release of radioactivity lies now way below one in a million reactor operating years. With currently about 450 nuclear units worldwide, such events statistically should happen only every several thousand years.

Fukushima, however, was triggered by a well-known, site-specific tsunami risk two to three orders of magnitude more frequent than the well-defined border to any “acceptable” risk. In fact, statistically, Japanese coasts are hit by a mega-tsunami (higher than ten meters) every 30 years!

No plant should therefore have been erected on a site ground only 10m or less above sea level, or it should have been protected against inundation (e.g. by water-tight doors).

The core meltdown in three reactors was therefore, as the Japanese parliament (“National Diet”) in its final report openly admitted, not an event of residual risk, but of “willful negligence”³. In particular the report states:

- “The Fukushima nuclear accident ”cannot be regarded as a natural disaster, it was a profoundly man-made disaster - that could and should have been foreseen and prevented. And its effects could have been mitigated by a more effective human response. Governments, regulatory authorities and Tokyo Electric Power [TEPCO] lacked a sense of responsibility to protect people’s lives and society...
- What must be admitted — very painfully — is that this was a disaster ‘Made in Japan,’ its fundamental causes are to be found in the ingrained conventions of Japanese culture: our reflexive obedience; our reluctance to question authority; our devotion to ‘sticking with the program’; our groupism; and our insularity.”

Irrespective of this appraisal, the German Government justified the premature shutdown of all 17 German nuclear plants as follows: “Fukushima has proven that the residual risk is not only theoretical, but it can really happen...”.

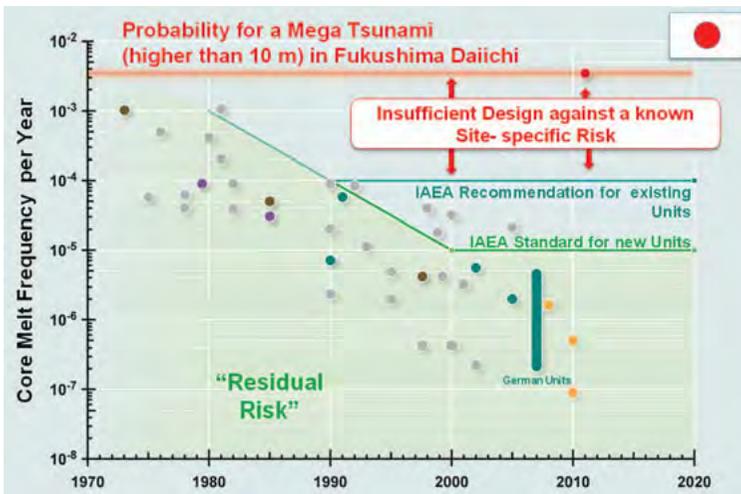


Figure 9: History of Results of Probabilistic Safety Analyses (Sources: VGB, IAEA (International Atomic Energy Agency))

Evolutionary development: European Pressurized Water Reactor (EPR)

With two thirds of the world's nuclear fleets being Pressurized Water Reactors (PWRs), this design continues to be the backbone of the industry, now optimized to the biggest unit power size of single-shaft turbogenerator units of 1650 MWe or even more. The EPR reactor is designed for a thermal capacity of 4300 MW. After Olkiluoto-3 (Finland), Flamanville-3 (France) and Taishan 1-2 (China), all to be commissioned between 2018 and 2020, the next EPR project is Hinkley Point C under construction in the UK.

Table 1: Key figures for Hinkley Point C (EdF Energy) (Sources: VGB, EdF Energy, WNA)

2 x 1600 MWe AREVA-EPR, 4 th of a kind, 7% of UK power generation	
First privately financed nuclear project in the UK	
2012: EPR Design Certification (GDA)	
2012: "Contract for Difference"	
<ul style="list-style-type: none">• Strike Price 92,50 £/MWh for 35 years• Inflation indexed• including fuel, disposal, demolition• Plant lifetime 60 years or longer• Cost of construction: 16,000 Mio £ (2016 value)• Calculated payback time (at 24 TWh/a): 7.2 a• Investors: EdF (66,5%), CGN (China General Nuclear, 33,5%)• 900 permanent staff, 5,600 during construction, thereof 57% from UK	
2014 (Oct.): Approval by European Commission (today Brexit?)	
2014 (Oct.): Site license	
2016, 28 July: EdF decision for investment (delayed by French worker councils, start of construction)	
2016, 15 September: Re-evaluation by new government May (Brain-drain to China?)	
2023-2025: Planned Commissioning	

Revolutionary development: Advanced Pressurized Water Reactor (AP-1000)

WESTINGHOUSE, with the longest history and the largest number of reactors built worldwide (about ¾ of all PWRs worldwide), has developed the AP-1000 design, up-scaled from the early, but never-built AP-600, shifting to more "passive" mechanisms such as gravity for emergency cooling safety functions. It thus allows to reduce material requirements, footprint and maintenance effort by up to 50% in comparison to existing GENERATION-II or -III designs. It furthermore was designed to be built in modules, to be assembled with the help of a heavy crane (either centered between two units or even mobile).

As a general trend, large first-of-a-kind projects in democratic societies suffer increasingly under cost overruns and delays, not only because of prototype aspects like untrained supply chains, but increasingly by new financial risks coming along with long-term investments. Banks are more and more phasing in the requirements of Basel-III regulations, and cost of capital goes up dramatically the longer-dated the loans are, even if interest rates are low.

Market capitalization thus becomes of paramount importance for any large long-term project. For the Vogtle-3 and -4 project, the Georgia Public Service Commission (financial regulator) regarded Southern Company's (the utility's) market cap of 46 G\$/a sufficient in relation to the

projects' costs of finally much more than 10 G\$ to restrict cost risks to an acceptable limit, whereas in neighboring South Carolina the technically identical project of VC Summer -2 and -3 had to be abandoned because of owner SCANA's lower market cap of 10 G\$/a.

Table 2: Key elements for Westinghouse AP-1000:

- Consequent simplification
- Expanded passive systems (in general e.g. no “nuclear” diesels necessary)
- AP-600 certified by US-NRC in 1999, AP-1000 in 2005 (in UK 2011)
- License for China, construction of 4 units
- 2012: start of construction of 4 units in the US
- 2016: delays in USA,
- 2017: insolvency of Westinghouse, abandonment of VC Summer 2-3
- 2018: start-up of Sanmen 1-2, Haiyang 1-2 (both China)
- 2023: planned commissioning of Vogtle-3 (Georgia, USA)

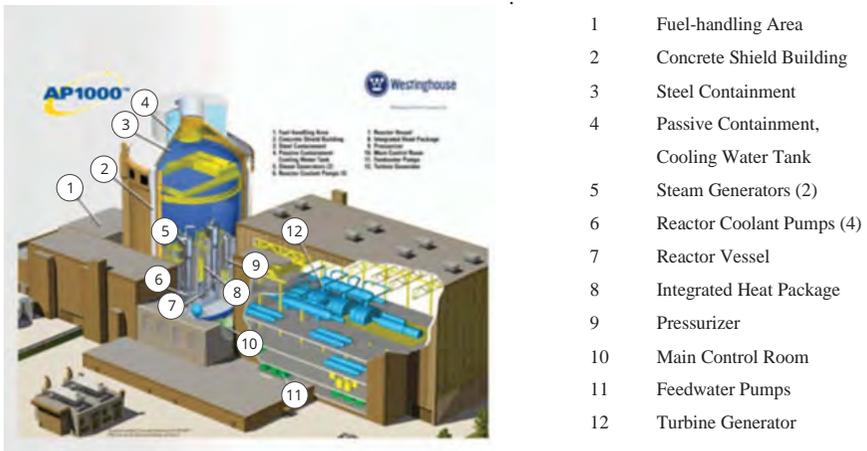


Figure 10: WESTINGHOUSE AP-1000 reactor (Source: Westinghouse)



Figure 11: Capital cost of new so-called Generation III+ nuclear reactors (Sources: British Government, The ETI Nuclear Cost Driver Project: Summary Report, April 2018^d)

The diagram shows that with series production and established licensing procedures plus project and quality control measures a nuclear power plant can be erected in time (five to six years) for less than 4.000 \$/kW (about 3500 €/kW).

A 1.000-MW_e-unit may typically be able to produce 8.000.000 MWh/a, if sold for 40 €/MWh, the plant earns 320 M€/a. Without counting operational costs, return of investment is therefore reached in less than ten years, making nuclear highly profitable if the plant can run for the target of another 50 years.

Generation IV reactor concepts

In 2001, the US government started an initiative to pool worldwide advanced reactor concept developments in the so-called GIF Generation IV International Forum, among them Liquid Metal Cooled Reactors (LMR) and High-Temperature Reactors (HTR), in the form of six “types of technologies”:

- VHTR Very-High-Temperature Reactor
- GFR Gas-Cooled Fast Reactor
- SFR Sodium-Cooled Fast Reactor
- LRF Lead-Cooled Fast Reactor
- SCWR Supercritical Water-Cooled Reactor
- MSR Molten Salt Reactor

Subsequently, 13 other states and the European Union joined the initiative, founding and funding technology platforms and research and development programs for each type in a cooperative, burden sharing manner.

Apart from the well-proven light water reactor technology (Pressurized and Boiling Water Reactors) some of these project results have now been taken as input by commercial companies trying to develop “Small-or Medium-sized Reactors” (SMRs), driven by the observation that (at least in America and Western Europe) the large-scale projects have faced construction and licensing delays, leading to significant cost overruns for the prototype units.

Small Modular Reactors (SMR)

The idea behind building SMRs is simple – as reactors can be designed to any size above a few kilowatts: Automated assembly line mass production in dedicated workshops with standardized quality assurance and transport of the whole steam generation unit (including fuel) in a single reactor vessel by ship, train or even truck to its intended production site. In most cases the (uranium or thorium) fuel is enriched to levels above the typical 5% of light water reactors, thus enabling (together with burnable “neutron poisons” like e.g. gadolinium) long operation periods of up to a decade. After this time the whole unit would have to be transported back to the factory for maintenance and refueling, similar to (sub-) marine reactors, for which a comparable historical operating experience record exists like the one for large-sized commercial reactors, namely 17.800 reactor-years.

Given the overarching law of “economy of scale”, the biggest question mark behind all SMR developments remains their competitiveness. A recent study “Market Framework for Financing Small Nuclear” from an expert group installed by the British “Department for Business, Energy and Industrial Strategy” names (for the UK market) competitive Levelized Costs of Electricity (LCOE) of 40 to 80 £/MWh for a “Next-Of-A-Kind” (NOAK) SMR.

Six examples for SMRs under development are given below:

- The IRIS reactor (Fig. 12) stands for a conventional PWR design, utilizing the sophisticated and proven fuel design from large units, integral steam generators and coolant pumps.

- Several HTR designs utilize the TRISO technology of encapsulating all fuel and fission products in mm-size ceramic SiC-coated particles, these again joined in tennis ball sized fuel elements of pure carbon. This pebble bed concept incorporates an online fuel exchange by adding and extracting pebbles. The coolant (helium) can be heated up to nearly 1000 °C, and the ceramic primary circle environment is invariant against loss of coolant accidents because of its high heat capacity and temperature regime. HTRs have proven their accident tolerance with the German AVR and THTR prototypes, proving that HTRs can indeed theoretically be built as “walk-away reactors” without emergency core cooling systems.
- Billionaire Bill Gates (Microsoft) has decided to also support some reactor developments for future generations: One is the “Travelling Wave Reactor”, a breeder type reactor with metallic fuel and sodium coolant, where gaseous fission products are intentionally released to the primary circuit. This system has significantly improved purification and degassing installations, thus allowing normal operation under radiological aspects. Like with all breeders, the reactor can run on plutonium, bred from depleted Uranium-238, which is otherwise not usable and abundant as “tails” from 75 years of uranium enrichment, stored in gaseous UF₆-form in barrels worldwide. The core design is a speciality: Its active (“chain reaction”) zone is wandering over the years over the radius of the core, breeding its future plutonium fuel from depleted Uranium-238 constantly in the reactor without external reprocessing. Bill Gates personally engaged himself for the project to find a licensing authority and a construction site – in Xiapu in China.

Gen III: Innovative Concepts – IRIS (Westinghouse)



International Reactor Innovative and Secure

- Development since 1999. Consortium under management of Westinghouse.
- Review within NERI-Generation IV (US-DOE).
- Modular system with 100-300 MW_e.
- PWR with integral pressure vessel:
 - core
 - control rods
 - coolant pumps (4)
 - steam generator (8 in pair design)
 - pressuriser
- Full-pressure containment.

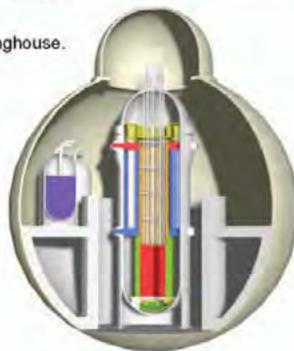


Figure 12: WESTINGHOUSE – SMR: IRIS Pressurized Water Reactor
 (Sources: www.nrc.gov/docs/ML0336/ML033600086.pdf;
https://en.wikipedia.org/wiki/International_Reactor_Innovative_and_Secure)

- Mr. Gates is also involved in one of the several “molten salt” reactor developments: The idea is old (from the 1950’s) and simple: Use nuclear fuel in liquid form homogeneously diluted in a salt brine, which acts as transport vehicle and coolant. In small-diameter pipes the neutron loss over the outer pipe surface will inhibit any nuclear chain reaction, the reactor is simply a more voluminous vessel continuously trespassed by the fluid. The disadvantage is corrosion – all naturally possible chemical elements with medium atomic weights are produced by fission. The chemical instability of the surrounding vessel, pipes

and pumps under reactor-typical temperatures has inhibited commercial-scale developments in the past. In 2016 the US Government has started a new initiative to investigate, whether modern materials may be able to solve the problem.

General Atomics Gas Turbine/ Modular Helium Reactor GT-MHR



- He- cooled, graphite- moderated high- temperature reactor
- Underground
- Development since 1985 by
 - General Atomics,
 - Framatome,
 - Fuji Electric,
 - OKBM/ MINATOM (Russia)
- Helium high- temperature turbine
 - Brayton Cycle
- Meltdown- resistant:
 - Residual heat removal by thermal radiation



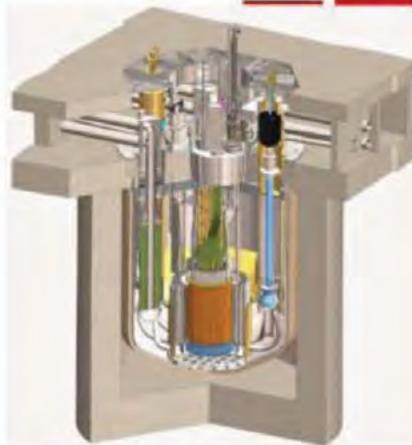
□ Framatome, Frankreich

Figure 13: GENERAL ATOMICS – SMR: GT-MHR High Temperature Reactor (Source: GA, FRAMATOME)

TerraPower Travelling Wave Reactor (Bill Gates)



- „Fast Breeder“
- **Radially migrating breeding zone**
- Multiyear cycles
- Depleted U-238 → Pu-239
- Metallic fuel
- No reprocessing
- Improved safeguards
- Open fuel rods?
- Efficient coolant purification
- Xiapu- 2 (Fujian, China)
- 600 MWe
- Operational 2023



Source: www.terrapower.com

Figure 14: TERRAPOWER – TWR: Travelling Wave Reactor (Source: TERRAPOWER)

Terrapower Molten Chloride Fast Reactor MCFR (Bill Gates)



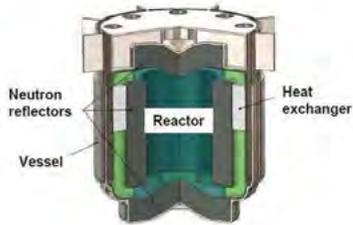
1966-73: Pilot project,
stopped due to unmanageable corrosion

Fuel dissolved in molten salt

January 2016: 40 M\$ funding (5a)
U.S. Department of Energy

Southern Company,
Oak Ridge National Laboratory,
Electric Power Research Institute
Vanderbilt University

Under design: component test stands



Source: www.terrapower.com

Figure 15: TERRAPOWER – MCFR: Molten Chloride Fast Reactor (Source: TERRAPOWER)

- Another approach has been proposed under the name FLEXBLUE by the French shipyard in charge of building the nuclear-powered vessels (submarines, aircraft carrier) for the French navy: Why not take the proven naval K-15-reactor of 150 MW_{th}, couple it to a commercial turbo-generator set of about 30 MWe, build it into a stationary submarine (without propulsion), tow it to a suitable ocean floor site, let it dive to the sea floor and operate it remotely. The only other installation required would be a power cable to reach land. Like wind, nuclear could thus go off-shore, in this case easily protected against e.g. any adverse impacts including crashing airplanes.

SMR Project Flexblue (Sea Floor)



DCNS (Shipyard)/ Framatome/ CEA/ EDF
(Direction des Constructions Navales)

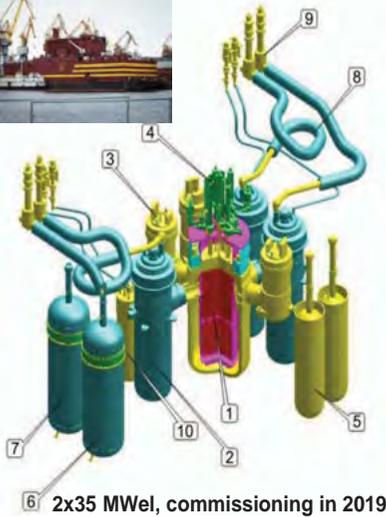
PWR 160 MWe_l, Gd- based absorber



Figure 16: NAVAL GROUP (ex DCNS) – FLEXBLUE: Seabed Submarine Reactor (Source: NAVAL GROUP, FRAMATOME, CEA)

- A more customary approach has already been built as the first real SMR and as the “officially” first floating nuclear power plant⁵: Russia has installed two KLT-40 icebreaker reactors of 35 MW_e each on a barge named “Akademik Lomonosov”, which has already been completed in 2018 and has been towed from its shipyard in St. Petersburg to Murmansk, where the reactors were fueled. The whole unit will be towed to the Siberian seaport of Pevek in the Chukotka area, a very remote place where import of fossil fuels would be comparatively expensive. Other floating units are planned to follow, also in China.

Swimming Nuclear Power Plant Akademik Lomonosov KLT40S



- 1 Reactor
- 2 Steam generator
- 3 Reactor coolant pumps
- 4 Control rod drives
- 5 Emergency core cooling accumulator
- 6 Pressuriser (1st vessel)
- 7 Pressuriser (2nd vessel)
- 8 Steam lines
- 9 Isolation valves
- 10 Heat exchanger residual heat removal system

Figure 17: OKBM Nishny-Novgorod/ Baltic Shipyard St. Petersburg KLT-40S
(Source: OKBM)

Nuclear Energy in the World

In order to allow a more comprehensive judgement on the current nuclear developments in the world, some outstanding development examples from four different countries shall also be highlighted here:

Canada

The Canadian government is one of many actively supporting lifetime extension for the existing fleet (19 reactors) and especially also for the development of SMRs. Ten different SMR projects were selected to be co-funded, with the aim to have suitable layouts ready to power isolated grids in the northern provinces of Nunavut and Northwest Territories, where kWh prices are three times higher than elsewhere in Canada. Interestingly they level out at only about two thirds of the common household electricity rates from e.g. Germany or Denmark.

Electricity Prices in Canada in 2017

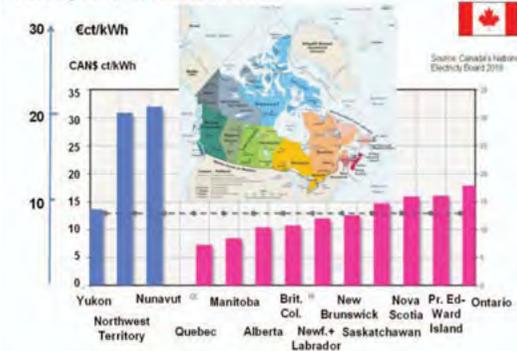


Figure 18: SMR suitability to power isolated local grids in Canada (Source: Canada's National Electricity Board 2018, <http://www.cnl.ca/en/home/news-releases/2017/cnl-releases-summary-report-on-small-modular-react.aspx>)

(Blue bars: Northern provinces; red bars: Southern provinces)

Finland

Another issue of public opposition to nuclear development is the argumentation that the final disposal of spent fuel would not have been solved. This is at least not true for Finland, which in fact has already issued a license to erect a national final underground spent fuel repository named ONKALO next to the nuclear power plant site of Olkiluoto⁶. The fuel assemblies will be stored in copper canisters in granite bedrock 400m deep, with the canisters acting as engineered retention over several ten thousands of years, enough to let the overall activity of the fission products decrease to levels comparable to natural uranium deposits. In the licensing process, even a new ice age producing a 2.5 km thick ice cover with corresponding subsequent surface erosion have been incorporated in the model. Once all nuclear fuel from the Olkiluoto and Loviisa plants will have been stored underground, the repository will be back-filled and restored to a natural environment above ground.

In any hypothetical release scenario, the maximum temperature in the repository will not exceed 60 °C, the additional radiation exposure to any future inhabitant drawing water from an above-situated well will be at least eight orders of magnitude lower than the natural radiation background of 3.7 mSv/a in Finland and thus be insignificant.

The ONKALO spent fuel repository is planned to be commissioned in the early 2020ies, followed by a similar project at the Forsmark site in Sweden, which is currently in the licensing process.

Finland: Final Repository ONKALO

First final repository worldwide for heat generating waste from NPPs



- 2000: Government decision for a final repository for spent nuclear fuel
- 2001: Decision in principle by Finnish parliament
- 2012: Application of construction licence by Posiva (TVO/FORTUM) for Olkiluoto site
- 2015: STUK** Confirmation that all safety criteria are met
- 12 November 2015: Construction licence for 6,500 t of spent fuel*
- Next steps: Construction until 2020
- Before commissioning: Application for operation licence



*: Enough for more than 50 a operation of 5 NPPs

** STUK: Finnish Radiation and Nuclear Safety Authority

Sources: STUK, 02/2015, WNA 11/2015

Figure 19: ONKALO - the world's first repository for spent fuel (Source: Finnish regulatory authority STUK)

Japan

After the Fukushima event in 2011, Japan had shut down all remaining nuclear power plants for thorough inspection, modernization and reorganization of the regulatory environment. Their capacity of more than 30% of the original Japanese power production had to be replaced by imported Liquefied Natural Gas, increasing power tariffs significantly and turning the country's external trade balance into negative. After the election of Shinzo Abe's new government, a new energy policy was formulated, re-introducing nuclear on a lower level. Until today, ten units have been restarted (one of them as new build), 15 more applications are pending, 15 others (the oldest and smallest) have been decommissioned, leaving 15 yet to be decided plus one further new build.

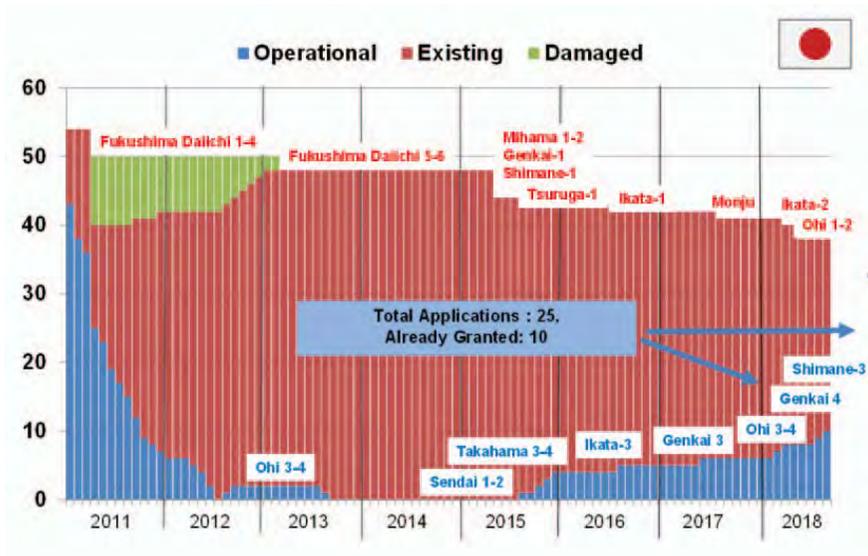


Figure 20: Nuclear units in Japan after Fukushima (Source: VGB, WNA, IAEA)

China

As mentioned in the introduction, global production chains increasingly adapt also to regional power prices: Electricity-intensive (base material) production steps are exported from industrial regions like Europe, the USA and Japan to emerging countries like India and especially China. Together with the strong inland development (US per capita energy consumption is still about three times higher, Europe's about double), and with a share of about a fifth of all global carbon dioxide emissions, Chinese energy policy will be essential for any future climate policy.

Today, 42 nuclear power units provide 3.96% of Chinese electricity production, plans include - apart from hydro (20%) and other renewables' (6%) extensions - a six-fold increase of nuclear until the mid 2030ies. This programme corresponds to the commissioning of one nuclear unit every six to eight weeks. In the long term, decarbonisation of the Chinese power system will require 1.500 GW of installed nuclear capacity, increasingly with a closed fuel cycle based on breeders, extending uranium sources by a factor of 60, i.e. sufficient for several thousands of years.

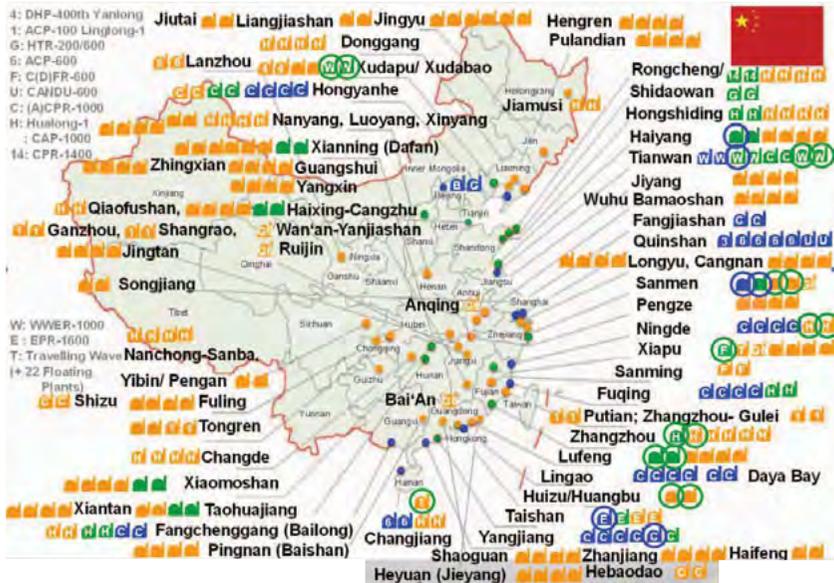


Figure 21: Nuclear power plants in China (Source: VGB, WNA, IAEA)

Final Remarks

Summing up the features of nuclear power and its potential for a significant contribution to an answer to the climate question, the following resumé can be drawn:

Nuclear (fission) power is a highly developed technology, its added value is quasi-domestic (as the Uranium fuel is extremely cheap), it is also exportable (if proliferation issues are satisfactorily solved, as it is the case for most states).

Besides renewable energies (and CCS) it is the only carbon-neutral technology for large-scale power generation and the only one (besides geothermal energy), which is independent from solar irradiation or weather, thereby able to provide baseload generation.

Meanwhile, more than 17.800 (reactor) years of operation have been achieved with only a few major incidents of which both Chernobyl and Fukushima did arise by wilful deviation from established safety rules and do not classify in terms of a probabilistic safety analysis as “residual risk”. With the exception of Chernobyl, no significant health damage has arisen from operation (or accidents) of nuclear power plants (World Health Organisation: www.who.int/mediacentre/news/releases/2013/fukushima_report_20130228/en/).

Nuclear power plants undergo scheduled maintenance, high-thermal fatigue is nowhere the life-limiting parameter (in contrast to fossil-fired power plants), all wear-components are regularly exchanged (except the reactor vessels themselves, these are qualified for 60 to over 100 years). Any nuclear power plant can therefore be regarded technically as-good-as-new at any point in time.

Thus, the premature shutdown of the 17 German reactors implies an enormous financial damage (about 200 G€, calculated with a cost advantage of 0.04 €/kWh over 30 years) to

companies and the German society. As such the financial damage in Germany will be higher than the one in Japan through Fukushima.

Acceptance of nuclear power varies widely over different countries. Both in Europe and in the industrialized world the majority of countries pursues a constructive approach to the use of nuclear power. Key elements for acceptance are a rational - and in comparison to other risks quantitative - discussion of (residual) risks and a political will for implementing a practical solution for waste disposal.

References:

1. www.umweltbundesamt.de/daten/klima/atmosphaerische-treibhausgas-konzentrationen#textpart-1
2. IPCC 2014: Klimaänderung 2013: Naturwissenschaftliche Grundlagen. Häufig gestellte Fragen und Antworten – Teil des Beitrags der Arbeitsgruppe I zum Fünften Sachstandsbericht des Zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderungen (IPCC) [T.F. Stocker, D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex und P.M. Midgley (Hrsg.)]. Deutsche Übersetzung durch die deutsche IPCC-Koordinierungsstelle und Klimabüro für Polargebiete und Meeresspiegelanstieg, Bonn, 2017.
3. en.wikipedia.org/wiki/National_Diet_of_Japan_Fukushima_Nuclear_Accident_Independent_Investigation_Commission
4. <https://analysis.nuclearenergyinsider.com/nuclear-build-costs-could-fall-over-35-using-global-learnings>, June 2018, retrieved in August 2018
5. In fact the US Army Corps of Engineers operated a small nuclear power generator on the WW-2 cargo ship STURGIS between 1967 and 1976 to desalinate water and to power US installations in the Panama Canal zone.
6. <http://www.posiva.fi/en/media/videos#>.

Dr.-Ing Ludger Mohrbach
Department Head „Nuclear“
VGB PowerTech e.V.
D-45257 Essen
Germany

Retten uns die Klimaingenieure?

Jost Heintzenberg, Leibniz-Institut für Troposphärenforschung, Leipzig

Einleitung

Die heutige Entwicklung des Erdsystems ist dramatisch: Die Energiebilanz der Erde ist nicht ausgeglichen. Die Zunahme von Kohlendioxid (CO₂) und anderen Treibhausgasen in der Atmosphäre hat an der Obergrenzen der Atmosphäre zu einem Strahlungsungleichgewicht geführt, dass in den Jahren seit 2000 $0.9 \pm 0.5 \text{ W m}^{-2}$ erreicht hat [1]. Das heißt, fast ein Watt mehr Sonnenenergie wird pro Quadratmeter und Sekunde aufgenommen, als Energie von der Erde in Form von thermischer Strahlung abgestrahlt wird. Es muss also wärmer werden, und zwar so lange, bis die dadurch erhöhte Ausstrahlung die Energiebilanz wieder ausgleicht. Gleichzeitig zeigt die globale Wirtschaftsentwicklung, dass die CO₂-Konzentrationen weiter zunehmen, zwar kaum in den klassischen industrialisierten Ländern, aber dafür um so mehr in den süd-, südost- und ostasiatischen Ländern [2]. Die globalen CO₂-Messungen zeigen, dass selbst die CO₂-Zunahme nicht stabil ist. Das heißt, der Anstieg von CO₂ hat sich von ca. 1 ppm pro Jahr in 1990 auf etwa 2 ppm pro Jahr in 2017 verdoppelt (siehe Abb. 1 und Referenz der Fußnote 3), und dies trotz mehrfacher politischer Anstrengungen zur Minderung der Emissionen wie des Kyoto-Protokolls in 2005¹ und des Paris-Vertrags in 2015²

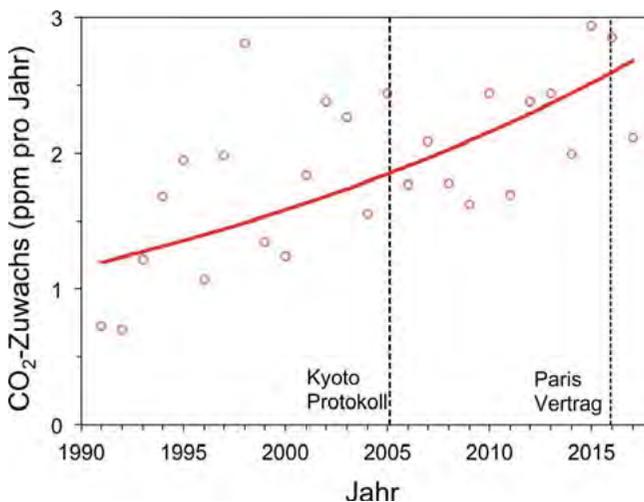


Abb. 1: Mittlerer globaler jährlicher CO₂-Zuwachs in ppm pro Jahr seit 1990³. Rote Kurve: Exponentialanpassung an die Messwerte. Vertikale, gestrichelte Linien zeigen die Zeitpunkte der betreffenden Übereinkünfte zur Klimaregelung.

¹ https://de.wikipedia.org/wiki/Kyoto-Protokoll#Vorlage_Lesenswert

² https://de.wikipedia.org/wiki/Übereinkommen_von_Paris

³ http://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/global.html#global_data

Als eine Folge der Erderwärmung steigt der Meeresspiegel an und dies nach jüngsten Erkenntnissen deutlich schneller als bisher angenommen [3].

Ein Aufsatz von Paul Crutzen 2006 [4] regte die Diskussion von Maßnahmen gegen die globale Erwärmung durch sogenanntes Geoengineering an, weil er eine entsprechende Klimamanipulation als mögliche Lösung des Problems der Erderwärmung anführte. Allerdings betreibt der Mensch Geoengineering, seit er sesshaft wurde, durch Veränderung der Erdoberfläche [5] und der Zusammensetzung der Atmosphäre [6, 7]. Seit etwa 100 Jahren spekuliert man schon über geplante Wetter- und Klimaveränderungen [8]. Im Folgenden werden Klima-Ingenieur-Maßnahmen (KIM) gegen eine Erderwärmung diskutiert. Dabei werden die sehr wichtige CO₂-Vermeidung durch Auffangen an der Quelle (CCS) aus der Betrachtung ebenso ausgeschlossen, wie Maßnahmen gegen den Meeresspiegelanstieg.

Mit Hilfe einer einfachen Energiebilanz des Erdsystems werden die vorliegenden Vorschläge systematisch geordnet. Nach der Diskussion von naturwissenschaftlichen Argumenten für und gegen eine Auswahl von möglichen Klimamanipulationen werden abschließend auch wichtige nicht-naturwissenschaftliche Fragen berührt. Für eine umfassende Bestandsaufnahme zum Thema Klima-Ingenieur-Maßnahmen auf dem Stand von 2010 wird auf [9] verwiesen.

Eine Systematik möglicher Klima-Ingenieur-Maßnahmen

Die Energiebilanz der Erde an der Obergrenze der Atmosphäre kann in einfacher Form als

$$F_k = S (1 - A_p)$$

geschrieben werden, worin F_k für die kurzwellige Sonneneinstrahlung in $W\ m^{-2}$, S für die sogenannte Solarkonstante, also die an der Obergrenze der Atmosphäre ankommende Sonnenstrahlung ($\approx 342\ W\ m^{-2}$ für die Gesamterdoberfläche) und A_p für die planetare Albedo ($\approx 30\%$) stehen. Im Energiegleichgewicht muss die eingestrahlte Sonnenenergie gleich der ausgestrahlten thermischen Strahlung F_1 sein und es gilt

$$F_k = F_1 = \sigma T^4$$

worin T einer effektiven Strahlungstemperatur der Erde entspricht. Ausgehend von dieser Energiebilanz können also KI-Maßnahmen zur globalen Abkühlung an drei Stellen ansetzen:

- Durch Verringerung der Solarkonstante S ,
- durch Erhöhung der planetaren Albedo A_p , oder
- durch Erhöhung der thermischen Ausstrahlung F_1 .

Verringerung der Solarkonstante S

Durch Abschirmung eines Teils der einfallenden Solarstrahlung schon im Weltraum ließe sich ein Abkühlungseffekt erreichen. Ein solcher Schirm müsste ein ΔS von etwa -1.8% erzeugen, um die erwartete globale Erwärmung zu kompensieren. Zur technischen Realisierung wurden autonome Spiegelsysteme ($100000 \times 13000\ km$) am inneren Lagrangepunkt L_1 [10] und reflektierende Staubringe oder Schirme um die Erde vorgeschlagen [11, 12]. Die Simulation dieser KIM mit Klimamodellen ist relativ einfach, weil nur eine Zahl (S) in den Randbedingungen verändert werden muss. Erste Modellsimulationen ergaben eine Abkühlung der Tropen, Erwärmung der Pole und eine Abschwächung des globalen Wasserkreislaufs [13]. Ein wichtiger Nachteil eines solchen Eingriffs wäre, dass die Meeresversauerung durch CO₂ [14] und die dadurch bedingten negativen Einflüsse auf die marine Biosphäre nicht gemildert würden.

Erhöhung der planetaren Albedo A_p

Die Strahlungsreflektion des Erdsystems lässt sich auf vielfältige Weise erhöhen, um den Energieeintrag zu mindern und dadurch eine Abkühlung zu erreichen. Auch bei allen Vorschlägen, die A_p betreffen, werden die Meeresversauerung und ihre Folgen nicht gemindert. Die ersten Vorschläge betrafen die Stratosphäre [4, 15-19], wo durch Einbringen von künstlichen Aerosolen oder deren Vorläufergas die Strahlungsreflektion erhöht werden sollte. Hegerl und Solomon [20] machten zu dieser Methodik den interessanten Vergleich mit dem letzten großen Vulkanausbruch Pinatubo [21] und kamen zu dem Schluss, dass eine solche KIM zu einer globalen Verringerung von Niederschlag und kontinentalem Abfluss führen würde.

Sehr viel leichter durch KIM zu erreichen sind niedrige stratiforme Wolken über den Ozeanen. Diese Wolken zeichnen sich in mehrfacher Hinsicht für KIM aus. Sie bedecken große Teile der Ozeane und reagieren besonders empfindlich auf mikrophysikalische Einflussnahmen. Sie schweben über dem natürlichen Medium Seewasser, das zur Einflussnahme genutzt werden kann. Sie sind relativ leicht zugänglich. Um den Reflektionsgrad dieser Wolken für Sonnenstrahlung zu erhöhen wurde vorgeschlagen Seewasser durch autonom operierende Schiffe zu versprühen und damit die zur Bildung von Wolkentropfen notwendige Anzahl von Kondensationskernen zu erhöhen [22, 23]. Als wichtigstes Argument für das Funktionieren dieser KIM wird die Erhöhung der Wolkenalbedo durch Rauchaerosole von Schiffen vorgebracht, die in Satellitenbildern deutlich zu sehen sind [24]. Eine Simulation dieser KIM durch globale Modelle ist schwierig, da hier Veränderungen des Erdsystems bis in die Ozeane berücksichtigt werden müssen, deren Prozesse noch nicht alle erfasst sind. Erste Modellrechnungen zeigten allerdings eine Dämpfung des globalen Wasserkreislaufes [25]. Weitere Vorschläge zur Erhöhung von A_p betreffen landwirtschaftliche [26, 27] und urbane Landoberflächen [28]. Bei jeder Veränderung von Landoberflächen sind die Veränderungen aller Oberflächenflüsse einschließlich Kohlenstofffluss und Oberflächenrauigkeit zu beachten. In ersterem Fall steht die KIM in Konkurrenz zu der zu erhöhenden Nahrungsmittelproduktion; im urbanen Fall wäre bestenfalls eine lokale Abkühlung zu erwarten.

Anthropogene Rußpartikel in der Atmosphäre absorbieren Sonnenstrahlung. Ihre Entfernung würde also A_p ebenfalls erhöhen. Dies wäre eine besonders interessante KIM, weil damit auch eine gesundheitsgefährdende Luftbeimengung entfiel [29]. Filtertechniken hierzu existieren bereits und erste Modellrechnungen hierzu quantifizieren den heutigen Gesamteinfluss von Ruß auf die Energiebilanz in der Größenordnung des entsprechenden Wertes für CO_2 [30, 31]. Der wichtigste Nachteil dieser KIM betrifft die Tatsache, dass die meisten gefilterten Verbrennungspartikel keine Rußpartikel sind, sondern solche, die Sonnenstrahlung reflektieren und damit einen Abkühlungseffekt haben. Neuere Klimasimulationen finden eine globale Erwärmung von 0.5–1.1°C nach Entfernung aller anthropogenen Aerosolpartikel [32].

Erhöhung der thermischen Ausstrahlung F_1 des Erdsystems

Fast alle Vorschläge wollen F_1 durch Entnahme von CO_2 aus der Atmosphäre erhöhen. Ozeane sind CO_2 -Senken. In den Weltmeeren gibt es mehrere sogenannte Pumpen, die man durch KIM beschleunigen könnte, um die ozeanische CO_2 -Senke zu verstärken. Wegen der Meeresversauerung ist hierbei zu beachten, wo die CO_2 -Konzentrationen als Folge der KIM verstärkt werden. Vorzugsweise sollte dies in größeren Tiefen geschehen [33]. Zur Beschleunigung der physikalischen Kohlenstoffpumpe, also der Ventilation der Ozeane, sollen durch diverse Technologien absinkende und aufsteigende Meeresströmungen so modifiziert werden, dass die Aufnahme von CO_2 in die Tiefsee verstärkt wird [34]. Bei der Beschleunigung der physikochemischen Kohlenstoffpumpe durch KIM soll die Löslichkeit

von CO_2 in Wasser ausgenutzt werden. Durch das Einbringen von Kalkmineralien in die Meere soll deren Alkalinität verstärkt werden, um damit die Menge gelösten Kohlendioxids zu erhöhen [35-38].

Aufbauend auf der Eisenhypothese von Martin [39] sollen Meeresgebiete, in denen ein Eisendefizit herrscht, durch Substanzen gedüngt werden, die das Algenwachstum fördern, um damit die sogenannte biologische Kohlenstoffpumpe zu beschleunigen. Neben der Minderung von CO_2 erhofft man sich dadurch auch eine Verringerung der Meeresversauerung. Nach 15 Feldversuchen liegen keine klaren Langzeitergebnisse vor, jedoch messbare Nebenwirkungen wie erhöhte Treibhausgasemissionen, z. B. N_2O [40]. Die Modellsimulation dieser KIM ist schwierig, weil die gesamte Nahrungskette des Ozeans zu berücksichtigen ist und nicht alle beteiligten Prozesse verstanden sind. Als Folge lassen sich nach dem heutigen Stand die Effektivität und die Nebeneffekte einer solchen KIM nicht abschätzen [41].

Alle KIM-Ansätze zur Erhöhung der Kohlenstoffbindung in terrestrischen Pflanzen und Pflanzenresten bauen auf der Photosynthese auf. Der einfachste Ansatz beinhaltet eine großräumige Aufforstung von borealen oder tropischen Wäldern oder gar der Sahara [42]. Erste Modellrechnungen zeigen nur bei Aufforstung der Tropen eine Abkühlung. Boreale Aufforstungen führen wegen der Tundra/Taiga-Rückkopplung sogar zu einer Erwärmung [43, 44]. Bei einer Saharaaufforstung wären die Änderungen von Albedo, afrikanischem Monsun und der die südamerikanischen Regenwälder düngenden Staubquelle der Sahara zu bedenken. Alle betreffenden KIM zusammengefasst haben nach optimistischen Schätzungen das Potential, etwa ein Viertel des CO_2 aus der Atmosphäre zu entfernen [45]. Die zugehörigen Szenarien bergen auch das Risiko von Konflikten mit der Nahrungsmittelproduktion.

Auf geologischen Zeitskalen ist die Kohlensäureverwitterung eine wesentliche CO_2 -Senke. Dabei wird mineralisches Kalziumcarbonat gelöst und zerfällt in Kalzium- und Hydrogenkarbonationen, die durch Fließgewässer entfernt werden. Köhler et al. [46] schlagen ein großräumiges Ausbringen der Weltproduktion von Olivin in tropischen Wäldern zur Beschleunigung des Verwitterungsprozesses vor. Als Vorteil wird dabei die Verstärkung der ozeanischen biologischen Kohlenstoffpumpe durch erhöhten fluvialen Eintrag von Kieselsäure angegeben, als Nachteil eine geänderte Alkalinität in Flüssen und Küstenzonen.

Auch die technische Entfernung von CO_2 aus der Luft wird als mögliche KIM diskutiert [47]. Dabei wird die Luft über Adsorber wie Natriumhydroxid geleitet, die selektiv CO_2 binden, wonach reines CO_2 für Transport und Lagerung zur Verfügung steht. Der Adsorber wird dann regeneriert und steht wieder zur Verfügung. Das System funktioniert als geschlossener Kreislauf ohne Verbrauch von Chemikalien. Für Substanztransport und Regeneration wird allerdings Energie benötigt. Neben den Betriebskosten ist das größte Problem: Wohin mit dem aus der Atmosphäre entfernten CO_2 ? Für die dauerhafte Lagerung in flüssiger oder gasförmiger Form ist keine Lösung in Sicht. Eine Feststofflagerung in Form von Holzkohle oder Schwarzerde erscheint noch am sichersten und nützlichsten [48]. Klimamodelle zeigen, dass die Hysterese des Erdsystems im Permafrost-Kohlenstoffreservoir erfordert, dass bis zu 180% der ursprünglichen CO_2 -Emissionen entfernt werden muss, um zu vorindustriellen Klimabedingungen zurückzukehren [49].

Der bisher einzige KIM-Vorschlag zur Erhöhung von F_i , der ohne Entnahme von CO_2 aus der Atmosphäre auskäme, betrifft die Nutzung der Strahlungseigenschaften von hohen Eiswolken (Zirren) [50]. Durch Verkehrsflugzeuge sollen Zirren mit geeigneten Eiskernen eingesät werden. Dadurch soll die mittlere Kristallgröße und damit die Fallgeschwindigkeit der Kristalle erhöht werden. Als Folge der resultierenden verringerten Zirrusbedeckung sollte die langwellige Ausstrahlung des Erdsystems ansteigen. Abgesehen von der Fragwürdigkeit des zugrunde liegenden wolkenphysikalischen Konzepts stehen die kurze Lebensdauer einer solchen Maßnahme und die unveränderte Meeresversauerung diesem Vorschlag entgegen.

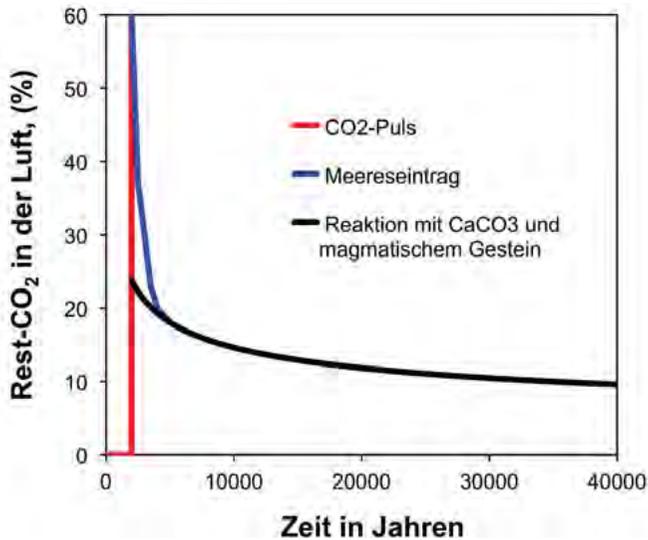


Abb. 2: Typisches Abklingen eines CO₂-Pulses mit einer Gaußverteilung von 150 Jahre Halbwertsbreite zentriert um das Jahr 2100 durch natürliche Senkenprozesse nach Archer [51].. Die Zeitachse beginnt bei 0 A.D., Modellierungen wurden für 300 – 5000 Gt Kohlenstoffeintrag in die Atmosphäre (= 100%) durchgeführt und können grob als exponentielles Abklingen mit einer Zeitkonstante von 300 Jahren plus einem extrem langlebigen Anteil von anfänglich ~25% beschrieben werden.

Zusammenfassung der naturwissenschaftlichen Diskussion

Die natürliche Entfernung von CO₂ zieht sich über viele Jahrhunderte hin. Nach 1000 Jahren ist noch mehr als 20% in der Luft verblieben [52]. Der Rest wird durch wesentlich langsamere geologische Prozesse ausgeglichen (siehe Abb. 2). Im schlimmsten Fall müssen die natürlichen Prozesse eine gegenüber dem vorindustriellen Erdsystem verdoppelte oder verdreifachte CO₂-Menge aus der Atmosphäre entfernen. Eine Reinigung der Atmosphäre durch KIM würde mindestens so lange dauern, wie die gesamte bisherige Geschichte des homo sapiens: 100 - 200 Tausend Jahre. Bei einer plötzlichen Unterbrechung der KIM ist nicht selbstverständlich, dass das Erdsystem auf den vorherigen Entwicklungspfad zurückkehrt [53]. Bifurkationen des Klimasystems werden vermutet [54] und könnten unvorhersehbare Klimaentwicklungen verursachen.

Eine Messung der gewünschten Klimabeeinflussung ist schwierig, da eine gewünschte Änderung der Strahlungsbilanz des Erdsystems von natürlichem Rauschen in dieser Bilanz unterschieden werden müsste. Gegenwärtige Satellitensysteme müssten 20 Jahre oder länger messen, um ein KIM-Signal vom Rauschen unterscheiden zu können [55, 56]. Dafür sind diese Systeme aber bisher nicht ausgelegt.

Die Anzahl von Veröffentlichungen zum Thema Klimaingenieurmaßnahmen nimmt rasch zu, ohne dass eine zuverlässige Bewertung der Effektivität und technischen Machbarkeit der einzelnen Vorschläge in Sicht ist. Ansätze zur Vergleichbarkeit der Simulationsergebnisse finden sich innerhalb des Projekts „Geoengineering model intercomparison“ [57 und <http://climate.envsci.rutgers.edu/GeoMIP/>].

Der nicht-naturwissenschaftliche Teil der Diskussion

Inzwischen gibt es eine wachsende Flut von Vorschlägen und sogar schon einige privat oder staatlich geförderte Forschungsvorhaben zur Klimamanipulation, z. B. das DFG-Schwerpunktprogramm: „Climate Engineering: Challenges for Research, Assessment and Governance“, das EU-geförderte Vorhaben „European Transdisciplinary Assessment of Climate Engineering (EuTRACE)“ und das britische SPICE-Projekts: „Stratospheric Particle Injection for Climate Engineering“. Die Forschung zu Klimaingenieur-Maßnahmen könnte die Tür zu deren Anwendung öffnen und damit die Gefahr von Selbstläufern oder einem Dambruch hervorrufen. Die Geschichte zeigt, dass einmal „erforschte Technologien“ auch angewandt werden wie zum Beispiel Nuklearwaffen. Ein moralisches, subjektives Risiko oder eine moralische Versuchung wird darin gesehen, dass die Forschung und Kommunikation über KIM zu einer gesellschaftlichen Verhaltensänderung führen könnte. Die Folge könnte sein, dass Emissionsminderungen von Treibhausgasen als weniger dringlich angesehen würden im Sinne von einer Versicherung gegen ein Risiko. Im umgekehrten Fall könnte die abschreckende Wirkung der Erkenntnisse einer Forschung über KIM aber auch zu energischeren CO₂-Minderungsmaßnahmen oder zu vertretbaren Substitutionseffekten führen.

Abschließend sei Hamilton [58] zitiert, der die Argumente der Befürworter von Forschung zu KIM beleuchtet: Falls die Forschung zu KIM erfolgreich wäre und die Erdentwicklung ihre Anwendung nahelegte, würde diese in einer Weise erfolgen, die die wissenschaftlichen Erkenntnisse nutzt und die Interessen der Schwachen und Gefährdeten berücksichtigt. Glauben wir dies wirklich? Die Ironie ist: Falls wir wirklich an eine solche Entwicklung glaubten, hätte sich die Frage: KIM-Forschung ja oder nein nie gestellt.

Literatur

1. Trenberth, K.E., J.T. Fasullo, and J. Kiehl, *Earth's Global Energy Budget*. Bull. Amer. Meteor. Soc., 2009. **90**: 311-324.
2. Peters, G.P., et al., *Rapid growth in CO₂ emissions after the 2008-2009 global financial crisis*. Nature Clim. Change, 2012. **2**(1): 2-4.
3. Nerem, R.S., et al., *Climate-change-driven accelerated sea-level rise detected in the altimeter era*. PNAS, 2018.
4. Crutzen, P.J., *Albedo enhancement by stratospheric sulfur injections: A contribution to resolve a policy dilemma?* Clim. Change, 2006. **77**: 211-219.
5. Pongratz, J., et al., *Biogeophysical versus biogeochemical climate response to historical anthropogenic land cover change*. Geophys. Res. Lett., 2010. **37**: L08702, doi:10.1029/2010GL043010.
6. Rosman, K.J.R., et al., *Lead from Carthaginian and Roman Spanish mines isotopically identified in Greenland ice dated from 600 B.C. to 300 A.D.* Environ. Sci. Technol., 1997. **31**: 3413-3416.
7. Hong, S., et al., *History of ancient copper smelting pollution during roman and medieval times recorded in Greenland ice*. Science, 1996. **272**: 246-249.
8. Wendler, A., *Das Problem der technischen Wetterbeeinflussung*. Probleme der Kosmischen Physik, ed. C. Jensen and A. Schwabmann. Vol. IX. 1927, Hamburg: Verlag von Henri Grand. 107pp.
9. Rickels, W., et al., *Large-Scale Intentional Interventions into the Climate System? Assessing the Climate Engineering Debate. Scoping report conducted on behalf of the German Federal Ministry of Education and Research (BMBF)*, 2011, Kiel Earth Institute: Kiel. 170 pp.
10. Angel, R., *Feasibility of Cooling the Earth with a Cloud of Small Spacecraft near the Inner Lagrange Point (L1)*. PNAS, 2006. **103**(46): 17184 –17189.

11. Pearson, J., J. Oldson, and E. Levin, *Earth Rings for Planetary Environmental Control*. Acta Astronautica, 2006. **58**(44-57).
12. Mautner, M., *A space-based solar screen against climatic warming*. Journal of the British Interplanetary Society, 1991. **44**: 135-138.
13. Lunt, D.J., et al., “*Sunshade World*”: *A fully coupled GCM evaluation of the climatic impacts of geoengineering*. Geophys. Res. Lett., 2008. **35**: L12710, doi:10.1029/2008GL033674.
14. Doney, S.C., et al., *Ocean Acidification: The Other CO₂ Problem*. Annu. Rev. Mar. Sci., 2009. **1**: 169-192.
15. Budyko, M.I., *Climatic Changes*. 1977, Washington, D.C: American Geophysical Society. 244pp.
16. NAS, *National Academy of Sciences: Policy Implications of Greenhouse Warming: Mitigation, Adaptation, and the Science Base*, 1992, Committee on Science, Engineering, and Public Policy: Washington, D.C. 918pp.
17. Teller, E., L. Wood, and R. Hyde, *Global warming and ice ages: 1. Prospects for physics based modulation of global change*, 1997, Livermore National Laboratory: Livermore, CA.
18. Dickinson, R.E., *Climate engineering: A review of aerosol approaches to changing the global energy balance*. Clim. Change, 1996. **33**(3): 279-290.
19. Keith, D.W., *Geoengineering the Climate: History and Prospect*. Ann. Rev. Energy Environ., 2000. **25**: 245-284.
20. Hegerl, G.C. and S. Solomon, *Risks of Climate Engineering*. Science, 2009. **235**: 955–956.
21. Dutton, E.G. and J.R. Christy, *Solar radiative forcing at selected locations and evidence for global lower tropospheric cooling following the eruptions of El Chichón and Pinatubo*. Geophys. Res. Lett., 1992. **19**(23): 2313-2316.
22. Latham, J., *Control of global warming?* Nature, 1990. **347**: 339-340.
23. Latham, J., et al., *Global temperature stabilization via controlled albedo enhancement of low-level maritime clouds*. Phil. Trans. R. Soc. A, 2008. **366**: 3969–3987.
24. Coakley Jr., J.A., R.L. Bernstein, and P.A. Durkee, *Effect of ship-stack effluents on cloud reflectivity*. Science, 1987. **237**: 1020-1022.
25. Rasch, P.J., J. Latham, and C.-C. Chen, *Geoengineering by cloud seeding: influence in sea ice and climate system* Environ. Res. Lett., 2009. **4**(4): 045112.
26. Singarayer, J.S., A. Ridgwell, and P. Irvine, *Assessing the benefits of crop albedo bio-geoengineering*. Environ. Res. Lett., 2009. **4**(4): 045110.
27. Ridgwell, A., et al., *Tackling Regional Climate Change By Leaf Albedo Bio-geoengineering*. Current Biology, 2009. **19**(2): 146-150.
28. Akbari, H., S. Menon, and A. Rosenfeld, *Global cooling: increasing world-wide urban albedos to offset CO₂*. Clim. Change, 2009. **94**: 275–286.
29. Niranjan, R. and A.K. Thakur, *The Toxicological Mechanisms of Environmental Soot (Black Carbon) and Carbon Black: Focus on Oxidative Stress and Inflammatory Pathways*. Frontiers in Immunology, 2017. **8**: 763.
30. Shindell, D., et al., *Simultaneously Mitigating Near-Term Climate Change and Improving Human Health and Food Security*. Science, 2012. **335**(6065): 183-189.
31. Victor, D.G., D. Zaelke, and V. Ramanathan, *Soot and short-lived pollutants provide political opportunity*. Nature Clim. Change, 2015. **5**: 796.
32. Samset, B.H., et al., *Climate impacts from a removal of anthropogenic aerosol emissions*. Geophys. Res. Lett., 2018. **45**: 1020–1029.
33. Oschlies, A., et al., *Side effects and accounting aspects of hypothetical large-scale Southern Ocean iron fertilization*. Biogeosciences, 2010. **7**(12): 4017-4035.

34. Zhou, S. and P.C. Flynn, *Geoengineering downwelling ocean currents: A cost assessment*. *Clim. Change*, 2005. **71**(1-2): 203-220.
35. Kheshgi, H.S., *Sequestering atmospheric carbon dioxide by increasing ocean alkalinity*. *Energy-The International Journal*, 1995. **20**(9): 915-922.
36. Caldeira, K. and G.H. Rau, *Accelerating carbonate dissolution to sequester carbon dioxide in the ocean: geochemical implications*. *Geophys. Res. Lett.*, 2000. **27**: 225-228.
37. Rau, G.H. and K. Caldeira, *Enhanced carbonate dissolution: a means of sequestering waste CO₂ as ocean bicarbonate*. *Energy Conversion and Management*, 1999. **40**: 1803-1813.
38. Harvey, L.D.D., *Mitigating the atmospheric CO₂ increase and ocean acidification by adding limestone powder to upwelling regions*. *J. Geophys. Res.*, 2008. **113**: C04028, doi:10.1029/2007JC004373.
39. Martin, J.H., *Glacial-interglacial change: The iron hypothesis*. *Paleoceanography*, 1990. **5**: 1-13.
40. Jin, X. and N. Gruber, *Offsetting the radiative benefit of ocean iron fertilization by enhancing N₂O emissions*. *Geophys. Res. Lett.*, 2003. **30**(24): 2249, doi:10.1029/2003GL018458.
41. Wallace, D., et al., *Ocean Fertilization. A Scientific Summary for Policy Makers.*, 2010, IOC/UNESCO: Paris. 20 pp.
42. Ornstein, L., I. Aleinov, and D. Rind, *Irrigated afforestation of the Sahara and Australian Outback to end global warming*. *Clim. Change*, 2009. **97**: 409-437.
43. Bala, G., et al., *Combined climate and carbon-cycle effects of large-scale deforestation*. *PNAS*, 2007. **104**: 6550-6555.
44. Bathiany, S., et al., *Combined biogeophysical and biogeochemical effects of large-scale forest cover changes in the MPI earth system model*. *Biogeosciences*, 2010. **7**: 1383-1399.
45. Lenton, T.M. and N.E. Vaughan, *The radiative forcing potential of different climate geoengineering options*. *Atmos. Chem. Phys.*, 2009. **9**(15): 5539-5561.
46. Köhler, P., J. Hartmann, and D.A. Wolf-Gladrow, *Geoengineering potential of artificially enhanced silicate weathering of olivine*. *PNAS*, 2010: doi: 10.1073/pnas.1000545107.
47. Lackner, K.S., *Capture of carbon dioxide from ambient air*. *Eur. Phys. J. Special Topics*, 2009. **173**: 93-106.
48. Lehmann, J., J. Gaunt, and M. Rondon, *Bio-char sequestration in terrestrial ecosystems— a review*. *Mitigation Adaptation Strategies Global Change*, 2006. **11**: 403-427.
49. MacDougall, A.H., *Reversing climate warming by artificial atmospheric carbon-dioxide removal: Can a Holocene-like climate be restored?* *Geophys. Res. Lett.*, 2013. **40**(20): 5480-5485.
50. Storelvmo, T., et al., *Cirrus cloud seeding has potential to cool climate*. *Geophys. Res. Lett.*, 2013. **40**(1): 178-182.
51. Archer, D., *Fate of fossil fuel CO₂ in geologic time*. *J. Geophys. Res.*, 2005. **110**(C09S05).
52. Archer, D., *The Millennial Atmospheric Lifetime of Anthropogenic CO₂*. *Clim. Change*, 2008. **90**: 283-297.
53. Keith, D.W., E. Parsons, and M.G. Morgan, *Research on global sun block needed now*. *Nature Climate*, 2010. **463**: 426-427.
54. Sudakov, I. and S. Vakulenko, *Bifurcations of the climate system and greenhouse gas emissions*. *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, 2013. **371**(1991).

55. Loeb, N.G., et al., *Variability in global top-of-atmosphere shortwave radiation between 2000 and 2005*. Geophys. Res. Lett., 2007. **34**: L03704, doi:10.1029/2006GL028196.
56. Fox, N., et al., *Accurate radiometry from space: an essential tool for climate studies*. Phil. Trans. R. Soc. A, 2011. **369**(1953): 4028-4063.
57. Kravitz, B., et al., *The Geoengineering Model Intercomparison Project (GeoMIP)*. Atmos. Sci. Lett., 2011. **12**: 162-167.
58. Hamilton, C., *No, we should not just 'at least do the research'*. Nature, 2013. **496**(7444): 139.

Prof. Dr. (em.) Jost Heintzenberg
Leibniz-Institut für Troposphärenforschung
Permoserstr. 15
04315 Leipzig

Current developments and perspectives for polymer-based and metal-halide perovskite solar cells

The talk summarizes recent developments in polymer and metal-halide perovskite based solar cells and gives an overview over future challenges in basic understanding and device engineering. The development of polymer-based solar cells for years has been focused on optimizing the donor molecule (typically a polymer) which was then blended with fullerenes that served as the electron accepting molecule. Optimizing of the energy levels of the donor molecules lead to efficiencies of about 11% but also to a stagnation of progress in recent years. Variation and optimization of the acceptor molecule was frequently attempted but was successfully incorporated only within the last two years in the form of a new class of small molecule acceptors that have quickly lead to promising new efficiencies of ~ 13%. In the case of metal-halide perovskites the efficiency development was extremely fast with the high open-circuit voltages being a peculiar feature for which a multitude of explanations was presented and discussed in the literature. Here we discuss the possible impact that relatively heavy elements such as Pb and I may have on non-radiative recombination as opposed to the situation in organics where light elements (in particular C) control the energy of vibrational modes.

Prof. Thomas Kirchartz¹ and Prof. Uwe Rau
IEK5-Photovoltaics,
Forschungszentrum Jülich
D-52425 Jülich, Germany
Email: t.kirchartz@fz-juelich.de

¹ also: Faculty of Engineering and CENIDE,
University of Duisburg-Essen
Carl-Benz-Str. 199
D-47057 Duisburg
Germany

The above paper has been published as

T. Kirchartz and U. Rau, What Makes a Good Solar Cell

Advanced Energy Materials (2018), 8, 1703385
Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA

Permission by Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA was granted only for including this publication in the print version of the AKE-proceedings. In this online version of the proceedings the interested reader may wish to use the above reference to the journal publication.

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>

Wissenschaftlicher Herausgeber, Redaktion und Layout:

Prof. Dr. Hardo Bruhns

Meliesallee 5

D-40597 Düsseldorf

ake@bruhns.info

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

Die Beiträge geben die Ansichten der jeweiligen Autoren wieder. Sie sind für ihren Beitrag verantwortlich und bei ihnen verbleiben die entsprechenden Rechte. Eventuelle (Bild-)Rechte, die nicht berücksichtigt werden konnten, werden auf Anfrage im Rahmen der üblichen Vereinbarungen entgolten.

Diese Publikation ist mit Ausnahme des

Beitrags von T. Kirchartz und U. Rau 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.

Copyright: © (2018) Deutsche Physikalische Gesellschaft und die Autoren. Alle Rechte vorbehalten. Diese Publikation oder Teile von ihr dürfen nicht ohne vorherige schriftliche Genehmigung der Rechteinhaber in anderer Form verwendet werden.

ISBN 978-3-9818197-3-1

ISBN 978-3-9818197-3-1

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